



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

---

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS USUARIOS A RECIBIR UN  
SISTEMA DE MEDIDA ELÉCTRICA INTELIGENTE EN UNA EMPRESA DE  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**MARIO ALFONSO LÓPEZ OSORIO**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, SEDE MANIZALES  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
COMPUTACIÓN  
MANIZALES, COLOMBIA  
2016**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA**

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS USUARIOS A RECIBIR UN  
SISTEMA DE MEDIDA ELÉCTRICA INTELIGENTE EN UNA EMPRESA DE  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**MARIO ALFONSO LÓPEZ OSORIO**

**Trabajo presentado como requisito parcial para optar al título de  
Magíster en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica**

**Directores:**

**César Arango Lemoine, UN  
PhD. Armando Jaime Ustariz Farfán, UN**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, SEDE MANIZALES  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
COMPUTACIÓN  
MANIZALES, COLOMBIA  
2016**

*A Dios, porque quien confía y cree en Él todo se le dará.*

*A mis hijos Sofía y Mario Alejandro, motor y luz de mi vida y de quienes me siento orgulloso.*

*A mi madre, ejemplo de amor, fe y perseverancia.*

*A Paula, mi esposa, por estar siempre a mi lado y ser el apoyo en mi vida.*

*A mis hermanos, quienes han sido un pilar fundamental en mi vida y en el logro de mis objetivos.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis amigos y compañeros de trabajo, personas que me brindaron conocimiento y fortaleza, que creyeron en mí y me ayudaron a crecer tanto en el campo académico como personal, en especial al ingeniero Guillermo Reyes y al ingeniero Juan Carlos Osorio por el aporte desde su experiencia.

A mis directores de tesis Cesar Arango Lemoine y Armando Jaime Ustariz, quienes, con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación han permitido que pueda terminar mis estudios con éxito.

A la Central Hidroeléctrica de Caldas por su oportunidad y apoyo a lo largo de este ciclo académico.

## **RESUMEN**

El aumento reciente en la demanda de electricidad y los elevados picos en la curva de carga generan grandes inversiones en infraestructura para suplir las necesidades de los usuarios en los cortos periodos de tiempo en los que se dan, lo que implica que se deba tener gran capacidad instalada solo para esos periodos, esto ha generado tanto en los reguladores como en los operadores de los sistemas eléctricos el buscar herramientas que permitan generar cambios en los hábitos de consumo de los usuarios.

Con base en lo anterior y otros factores se desarrollan las Redes Eléctricas Inteligentes como un enfoque que permita mejorar las condiciones actuales del sistema y que brinde a los usuarios mayor autonomía en la cadena de suministro, una de las formas en que han logrado dicho objetivo ha sido mediante el despliegue de nuevas tecnologías de medición, ya que con estas se puede cuantificar y controlar la demanda horaria y con base en esto se podrá reducir los picos de la curva de carga al trasladar los consumos a otras horas.

Por lo anterior, en este trabajo se propone una metodología que contribuya al proceso de determinar los usuarios a recibir un Sistema de Medida Eléctrica Inteligente en una empresa de distribución eléctrica, como primera fase en el escenario de la regulación actual y futura que viene siendo propuesta por el regulador.

Dichos usuarios serán priorizados a través de esta metodología y apoyados por una técnica de optimización que busca maximizar el beneficio para la empresa, ya que a través de esta se combinara inicialmente desde una base de datos propia de la empresa, la información sobre perdidas, usuarios e inversiones por nodos o

transformadores, permitiendo determinar cuáles son los más adecuados para recibir dicho sistema de medida y así lograr maximizar las pérdidas a recuperar, cubrir la mayor cantidad de usuarios y obtener el máximo de vpn de las inversiones, adicionalmente esta metodología se podrá constituir en una herramienta que asiste a los tomadores de decisiones del proceso de medida al interior de la empresa.

**Palabras clave**

Demanda, curva de carga, capacidad instalada, periodos, redes eléctricas inteligentes, sistema de medida inteligente, regulación, optimización, maximizar, pérdidas, usuarios, inversiones, vpn.

# **Methodology to determinate the user in need of Smart electric measure in a electric distribution company.**

## **Abstract**

The recent increase at the electricity need and the high peaking load curve, create the necessity of invest in infrastructure in order to supply the necessities of the users at the exact moment, this mean that the generators and also the operators of the system have to find devices that allow them to make changes in the power consume habits of the users.

Based in the already said the development of smart grids is used as a way that admit to increase the current conditions of the system and bring a higher autonomy for the user as a part of the supply chain, one of the ways how this is working in a successful way has been through the release of the measure technology because these technologies are able to measure and control the high peaking in the load curve by change the consume to different hours.

In this work, I propose concept model that contributes to the process of the determinate their need of an intelligent measurement system in a electric company as a first step the current normal regulation and future propose by the regulator.

This users will be prioritize through an optimization technique that search to rise the benefits for the company because thanks to this the model will feed from the data base of the company, the information about losts, users and investments by nodes and transformers allowing to determinate which of them is highly recommend to receive the measure system and with it be able to maximize the lost recovery as well as cover as much users as it can and also obtain the maximum

npv (net present value) from the investment, add to all of this model could be build as a tool of assistance for the decision making for the Company.

**Keywords:**

Demand, load curve, installed capacity, periods, Smart Grids, Advanced Measurement Infrastructure, regulation, optimization, maximize, lost, users, investments, npv (net present value).



## Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 .....	16
1. INTRODUCCIÓN .....	17
1.1 Planteamiento del problema .....	22
1.2 Objetivos .....	23
1.2.1 Objetivo general .....	23
1.2.2 Objetivos específicos .....	23
1.3 Bases de datos .....	23
1.4 Estructura del documento .....	24
CAPÍTULO 2 .....	25
2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES .....	26
2.1 El rol de los sistemas de medición inteligentes .....	27
2.2 Qué es un sistema de medición inteligente .....	29
2.2.1 Sistema automático de medida AMR .....	30
2.2.2 Sistemas avanzados de medición AMI .....	30
2.3 Componentes de sistema AMI .....	32
2.4 Beneficios de una infraestructura de Media Avanzada (AMI) .....	35
2.4.1 Beneficios para el cliente .....	35

2.4.2	Beneficios para el distribuidor y comercializador .....	36
2.4.3	Beneficios para la sociedad .....	37
2.5	Estado de la infraestructura de Media Avanzada (AMI) en Colombia .....	38
2.6	Propuestas para avanzar en la implementación de la infraestructura de Medida Avanzada (AMI) en Colombia.....	41
2.7	Sector de industria eléctrica.....	44
CAPÍTULO 3.....		46
3.	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE MEDIDORES INTELIGENTES .....	47
3.1	Alcance.....	47
3.2	Flujo para la metodología propuesta .....	47
3.2.1	Fase Base de Datos.....	48
3.2.1.1	<i>Módulo Pérdidas Técnicas</i> .....	48
3.2.1.2	<i>Módulo de indicadores financieros</i> .....	50
3.2.1.3	<i>Módulo usuarios</i> .....	50
3.2.2	Fase Configuración Algoritmo Genético (AG).....	51
3.2.3	Aplicación Algoritmo Genético.....	51
3.2.3.1	<i>Definición del problema</i> .....	52
3.2.3.2	<i>Identificación de la técnica de solución</i> .....	52

3.2.3.3	<i>Solución con algoritmos genéticos</i> .....	53
3.2.4	Fase obtención de resultados .....	55
3.2.5	Fase generación planos .....	57
3.3	Flujograma de la metodología propuesta .....	57
CAPÍTULO 4.....		59
4.	ESTUDIO DE UN CASO PRÁCTICO.....	60
4.1	Simulación del proceso desde la programación lineal en Excel .....	61
4.1.1	Población inicial (universo) .....	61
4.1.2	Base de datos .....	62
4.1.3	Método combinatorio.....	63
4.1.4	Resultado del combinatorio en Excel .....	65
4.2	Aplicación del Algoritmo Genético (AG) desarrollado .....	66
4.2.1	Parámetros iniciales y base de datos AG.....	66
4.2.1.1	<i>Generación aleatoria de la población inicial AG</i> .....	67
4.2.1.2	<i>Selección de padres</i> .....	67
4.2.1.3	<i>Combinación de padres</i> .....	68
4.2.1.4	<i>Mutación</i> .....	69
4.3	Población total a la cual aplicar el AG.....	69
4.4	Resultados de la aplicación del AG.....	70

CAPÍTULO 5.....	72
5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS PARA LA METODOLOGÍA DESARROLLADA.....	73
5.1 Simulación y resultados para la metodología propuesta .....	73
5.2 Aplicación al sistema de prueba (municipio de Villamaría, Caldas).....	75
5.2.1 Base de datos inicial municipio de Villamaría.....	76
5.2.2 Plano general del municipio de Villamaría con todos los transformadores	82
5.2.3 Aplicación del algoritmo.....	83
5.3 Análisis al modelo de prueba.....	84
5.3.1 Plano general del municipio de Villamaría con los transformadores seleccionados.....	87
CAPÍTULO 6.....	88
6. CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS.....	89
6.1 Conclusiones generales .....	89
6.2 Futuros desarrollos.....	92
7. ANEXOS .....	93
7.1 Anexo 1: Bloques del algoritmo correspondiente al modelo conceptual para determinar los usuarios a recibir un sistema de medida inteligente en una empresa de distribución eléctrica.....	93

7.2	Anexo 2: Aplicación del algoritmo A 14 Transformadores en el municipio de Villamaría.....	98
8.	BIBLIOGRAFÍA .....	107

## Índice de tablas

Tabla 1: Comparación básica de los sistemas de medición ARM y AMI.....	32
Tabla 2: Componentes sistema AMI .....	32
Tabla 3: Fronteras comerciales a septiembre de 2014 .....	40
Tabla 4: Fechas y fases para la implementación de las redes Inteligentes.....	42
Tabla 5: Ejemplo de esfuerzo computacional [38].....	53
Tabla 6: Universo de la población .....	61
Tabla 7: Muestra de la población .....	62
Tabla 8: Desarrollo en Excel del combinatorio .....	63
Tabla 9: Parámetros y población inicial para el desarrollo del algoritmo genético (AG).....	66
Tabla 10: Población inicial para la aplicación del algoritmo genético (AG) .....	67
Tabla 11: Selección de padres para la aplicación del algoritmo genético (AG).....	68
Tabla 12: Combinación de padres para la aplicación del Algoritmo Genético (AG) .....	68
Tabla 13: Mutación de genes para la aplicación del algoritmo genético (AG) .....	69
Tabla 14: Población final para la aplicación del algoritmo genético (AG) .....	70
Tabla 15: Resultados de la aplicación del algoritmo genético (AG) .....	71
Tabla 16: Base de datos inicial Municipio de Villamaria .....	76
Tabla 17: Datos de entrada para la aplicación del algoritmo genético (AG).....	83
Tabla 18: Resultados obtenidos de la aplicación del algoritmo genético (AG) .....	84
Tabla 19: Base datos 14 nodos Villamaria. ....	100
Tabla 20: Resultados obtenidos de la aplicación del algoritmo genético (AG) ....	101

## Índice de figuras

Figura 1: Demanda diaria de electricidad (XM 2015) .....	18
Figura 2: Sistema de gestión energética residencial en el entorno de las Redes Eléctricas Inteligentes .....	21
Figura 3: Modelo de integración Red Inteligente .....	27
Figura 4: Evolución de los sistemas de medida hacia la Red Inteligente .....	29
Figura 6: Tecnologías y funcionalidades en las REI Colombia.....	43
Figura 7: Visión de las REI Colombia 2030 .....	44
Figura 8: Flujo a la metodología propuesta .....	48
Figura 9: Diagrama general de la metodología propuesta .....	58
Figura 10: Representación física de los transformadores urbanos en el municipio de Villamaría .....	82
Figura 11: Representación del VPN vs Iteraciones .....	85
Figura 12: Representación de los usuarios vs Iteraciones .....	85
Figura 13: Representación de las pérdidas vs Iteraciones.....	86
Figura 14: Representación de la Función Objetivo vs Iteraciones.....	86
Figura 15: Representación física de los transformadores seleccionados en el municipio de Villamaría .....	87
Figura 16: Tendencia de las diferentes combinaciones de tiempo y población en el ejercicio propuesto .....	106

## CAPÍTULO 1

*Se presenta en este capítulo las generalidades del documento a través de la introducción, se realiza un planteamiento del problema del cual surge la necesidad de emprender el desarrollo del mismo, recalcando la importancia de promover la investigación, el desarrollo y las inversiones en las REI (Redes Eléctricas Inteligentes) y en especial en sus equipos de medida AMI (Infraestructura de Medida Avanzada) que permitan a los usuarios tener acceso a la información sobre su consumo de energía. También se definen los objetivos generales y específicos, además de la estructura del documento.*



## **1. INTRODUCCIÓN**

En 1995 se da inicio al mercado eléctrico colombiano al decretarse las leyes 142 y 143 de 1994, dando inicio al régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización, denominadas actividades del sector, por medio de las cuales se incentivó la inversión privada y la competencia.

Las redes eléctricas que soportan ese mercado eléctrico no evoluciona a la par con las necesidades que exige la sociedad actual, además la sociedad debe tomar conciencia acerca del costo, tanto en términos económicos como ambientales, de lo que implica el uso de la energía eléctrica.

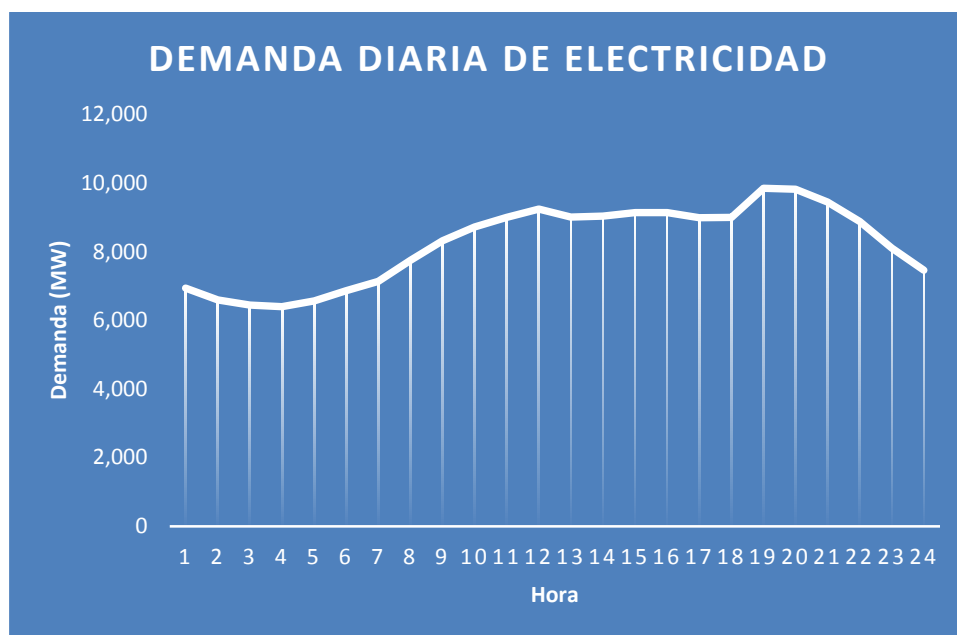
Los consumos de la sociedad son cada vez mayores, buscando hacerlo de manera eficiente y a través de nuevos servicios e innovaciones, lo anterior sumado al aumento constante de la demanda y a un lento ritmo de la capacidad de generarla y distribuirla muestran que la red actual de electricidad necesita nuevos desarrollos, programas que permitan que el usuario adapte su consumo en función de señales flexibles de precios de la energía u otros incentivos.

Con una demanda tan cambiante y con elevados picos en la curva de carga de electricidad, se requieren grandes inversiones en infraestructuras para suplir las necesidades de estos usuarios en los cortos periodos de tiempo en los que se dan, lo que implica que se deba contar con una gran capacidad instalada solo para periodos cortos del día.

Por esto se hace necesario que los consumidores (usuarios) y la industria de electricidad se unan para lograr reducir la demanda diaria de energía en las horas

en que se presentan los mayores picos (Figura 1), dado que estas son las que presentan mayor valor en el costo de la electricidad y se utilizan tecnologías menos eficientes y ambientalmente sucias para su generación.

**Figura 1: Demanda diaria de electricidad (XM 2015)**



Con el objetivo de afrontar esta problemática nacen las Redes Eléctricas Inteligentes (REI), como un enfoque para mejorar las condiciones actuales del sistema, hacer uso eficiente de todos los recursos disponibles y brindar a los usuarios mayor información y autonomía en la cadena de suministro de electricidad.

Desde el lado de la demanda una de las principales mejoras que se presentan es el cobro de la energía eléctrica de manera horaria y así se incentiva a los usuarios a mermar el consumo en las horas en las que se tiene mayores costos. Para que esto sea posible se deben utilizar medidores eléctricos inteligentes los cuales permiten que se realice la medición de manera horaria, con esta nueva tecnología los hogares puedan administrar de manera eficiente la información de

su consumo, el valor de los precios de la electricidad, lo que les permitirá un mayor y mejor control.

Las redes eléctricas inteligentes (REI) modificarán el modo de usar la energía eléctrica y permitirán una dinámica de responsabilidad con el medio ambiente, esta tecnología es una realidad y ofrece cada vez más y mejores alternativas con menores costos, no supone restricciones importantes tanto como las de carácter legal, normativo o reglamentario, pero estos esfuerzos serán en vano si no se acompaña la revolución tecnológica con una revolución cultural.

El componente tecnológico no es el único requisito para optimizar los procesos de la energía, en una red inteligente se involucra la participación de los usuarios en escenarios donde la tecnología debe interpretar lo cotidiano sin restringir las actividades humanas, entonces un aspecto clave para la interacción humana con las redes inteligentes es el reconocimiento y la detección de las actividades humanas ordinarias para implementar tecnologías que involucren a los usuarios finales en la gestión individual de la demanda y para optimizar los consumos de energía eléctrica.

El esquema tradicional de la redes eléctricas y el incremento de la demanda exponen a la infraestructura a un estrés que compromete los índices de calidad y confiabilidad, generando la necesidad de redefinir o reinventar la arquitectura de los sistemas eléctricos hacia redes que permitan satisfacer la demanda de las próximas décadas en un escenario donde se soporten los cambios económicos hacia modelos independientes de los tradicionales y que permitan el cumplimiento de las metas propuestas.

La preocupación mundial por los aspectos energéticos ha propiciado una visión de futuro donde existe un nuevo tipo de redes que operan bajo criterios de flexibilidad, accesibilidad, confiabilidad y economía, promoviendo las inversiones,

el desarrollo y la investigación en redes inteligentes, como técnicas para la integración eficiente y segura de las fuentes de energía renovable, la incorporación de la generación distribuida en los sistemas eléctricos y la mejora de la eficiencia energética.

En un escenario de redes inteligentes, la eficiencia energética de los usuarios residenciales supone un vasto potencial de ahorro energético, dado que permite desagregar los consumos y los perfiles de carga para mejorar las alternativas de respuesta de los usuarios en cuanto a los parámetros de uso y cambios en estilos de vida.

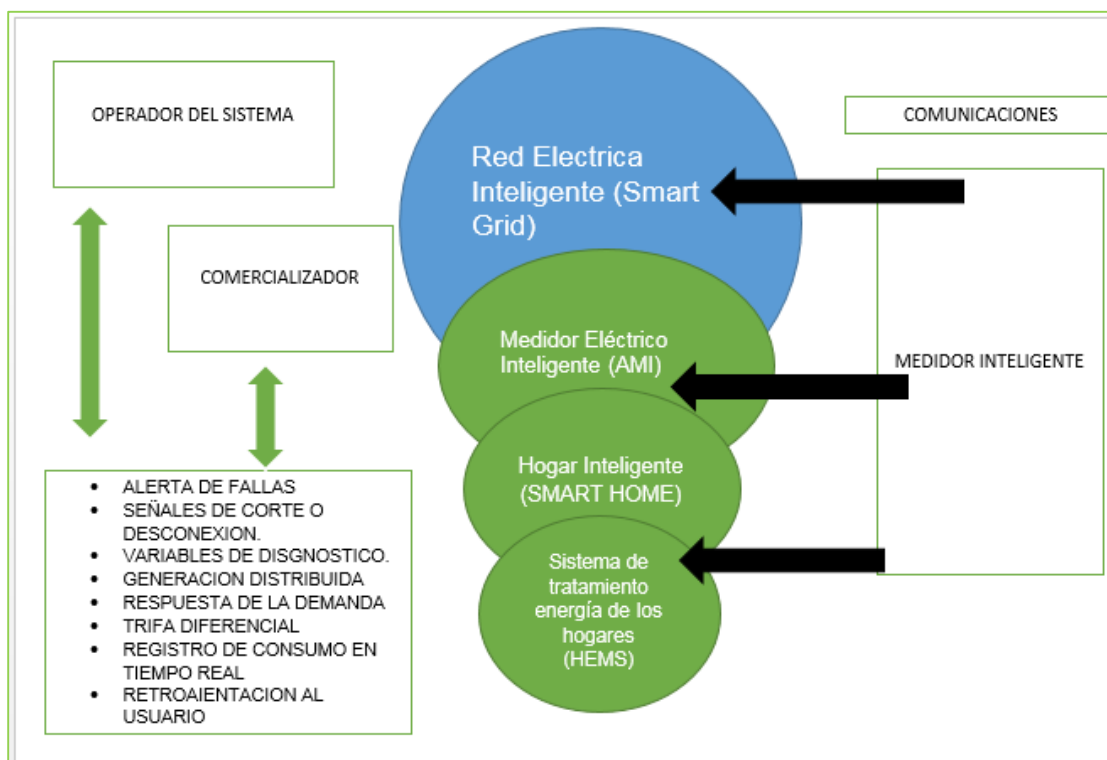
El dispositivo más importante en una red inteligente es el medidor inteligente el cual maneja información en ambos sentidos y permite involucrar a los usuarios en la gestión individual de los consumos.

Los medidores inteligentes funcionan en un escenario de infraestructura de información y dispositivos de control. Esto permite las siguientes series de funciones complementarias a la serie del consumo de energía.

- La ejecución de comandos e instrucciones remotas y locales.
- La integración de la señal de tarifa diferencial de precio de la energía.
- El funcionamiento de artefactos según las preferencias del usuario.
- La monitorización de parámetros técnicos.
- La discriminación de la energía adquirida del operador de red, de la energía obtenida localmente en un escenario de generación distribuida.

La acción remota de corte y reconexión para un cliente de su servicio de energía eléctrica.

**Figura 2: Sistema de gestión energética residencial en el entorno de las Redes Eléctricas Inteligentes**



Es por esto que se desea estudiar y entender cómo sería el comportamiento de los consumidores con la penetración de los medidores inteligentes en el sistema eléctrico colombiano, pero para entender esto primero debemos determinar quiénes serán los candidatos a recibir esta medida inteligente, ya que según las nuevas resoluciones emitidas por el ente regulador se deberá proveer de estos elementos en una primera fase a un porcentaje de la población de los usuarios del OR con una clara tendencia en el tiempo a tenerlos todos cubiertos a futuro.

Para lograr esta determinación se desarrolló una metodología para la localización de medidores eléctricos inteligentes a través de un Algoritmo Genético, que permita a las OR cumplir con la normatividad.

## **1.1 Planteamiento del problema**

La incorporación de medidores inteligentes en el procedimiento de medida eléctrica en las OR (Operadores de Red), como consecuencia de la Resolución emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG N°179 del 2014, en la cual el regulador exige a los OR, realizar un programa piloto para la instalación de equipos que registren y reporten de manera remota la energía y la duración y frecuencia de las interrupciones recibidas de manera individual por al menos el 10% de los usuarios.

Nos lleva a desarrollar un piloto que cumpla con lo exigido por el ente regulador desde los diferentes procedimientos, propios de los OR (Operadores de Red) entre otros costos, compras, operación, comercialización etc., para iniciar entonces con este desarrollo se plantea la pregunta ¿Cómo se determinaran los candidatos iniciales a recibir estos medidores inteligentes?

Para tal fin el proyecto debe permitir no solo encontrar los candidatos sino también los beneficios adicionales para la empresa en sus diferentes procesos internos que permitan potencializar los equipos seleccionados con toda su tecnología asociada.

Con base en esto se plantea afrontar el problema a través de una metodología de selección de candidatos sustentando sobre el desarrollo de un algoritmo genético (AG), que permita determinar óptimamente quienes recibirán la instalación de estos equipos de medida, por medio de la consideración de unas variables definidas como son: Inversiones (VPN), N° de usuarios, Perdidas de energía no técnicas a recuperar y con la aplicación de una técnica definida a través del algoritmo genético desarrollado, considerando que se tienen unas restricciones en presupuesto limitado y usuarios a cubrir

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Desarrollar una metodología para la localización óptima de medidores eléctricos inteligentes que permita a las OR cumplir con la normativa exigida por el ente regulador.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Establecer los criterios de optimización
- Implementar la metodología mediante simulación de la localización perfecta de medidores eléctricos.
- Aplicar la metodología de ubicación perfecta de medidores a un caso real.

## **1.3 Bases de datos**

Para el desarrollo del presente modelo, fue necesario entre otras, el uso de información histórica de registros referentes a N° usuarios y Perdidas no técnicas por nodo o transformador almacenados en la base de datos del operador de red CHEC.

Los valores del VPN correspondientes a cada nodo o transformador se determinaron de las bases de datos elaboradas por el operador CHEC.

## **1.4 Estructura del documento**

Para facilitar la comprensión en este trabajo de grado se plantean los siguientes capítulos, los cuales permitirán entender la metodología propuesta; para ello se desarrolla la siguiente estructura.

**Capítulo 1:** Presenta la introducción, el planteamiento del problema, los objetivos a desarrollar, y por último, se indica la forma en que se ha dividido el trabajo de grado.

**Capítulo 2:** Establece una revisión bibliográfica relacionada con la planeación de las REI y su Infraestructura de Medida Avanzada (AMI), abarcando terminología y conceptos fundamentales para su entendimiento y manejo conceptual.

**Capítulo 3:** En este capítulo se presenta la metodología para la realización de la asignación de medidores inteligentes a los usuarios del OR (operador de Red), presenta las consideraciones para el establecimiento de la metodología, sus componentes y etapas. Se propone cada módulo con sus componentes y se desarrolla el flujo del AG.

**Capítulo 4:** Se aplica la metodología propuesta en el capítulo 3, a un caso práctico con sus respectivas conclusiones.

**Capítulo 5:** En este capítulo se presenta la simulación y resultados obtenidos al implementar la metodología propuesta en un caso real al interior de OR.

**Capítulo 6:** Se presentan las conclusiones generales a la metodología propuesta, se realizan las recomendaciones para trabajos futuros.



## **CAPÍTULO 2**

*En este capítulo se presenta una revisión sistemática de la literatura, por medio de la cual se pretende acotar la gran gama de bibliografía disponible y poder centrarse en los principales y más importantes aportes en el área y en el foco de investigación que son los consumidores finales, se realiza una síntesis de los conceptos y definiciones que serán de uso frecuente.*

## 2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES

El presente trabajo procura de manera general responder preguntas, y en especial busca conocer el estado de avance en Colombia de la Infraestructura de Medida Avanzada (AMI) por sus siglas en inglés (*Advanced Metering Infraestructura*) y proponer posibilidades para su evolución futura, además de mostrar porque se señala que los sistemas avanzados de medición inteligente como el primer paso para el establecimiento de una red inteligente [4], pero para ello será necesario realizar una conceptualización general sobre las redes inteligentes y los sistemas de medida, teniendo en cuenta su evolución.

La medición de la energía eléctrica es relevante e imprescindible en la gestión del sector de energía eléctrica para toda la cadena de prestación del servicio de energía, y ha sido usado como un elemento “secundario” pero esencial en el mercado, “secundario” porque es un instrumento pasivo que no permite dinamizar el mercado debido a la tecnología que se usa y como consecuencia se utiliza como fuente de información para la facturación, es decir, se tienen medidores o sistemas de medición mudos, pero esencial, puesto que a través de la medida se realiza el balance transaccional de la misma con todo el mercado de energía y la facturación final entre los agentes y el usuario.

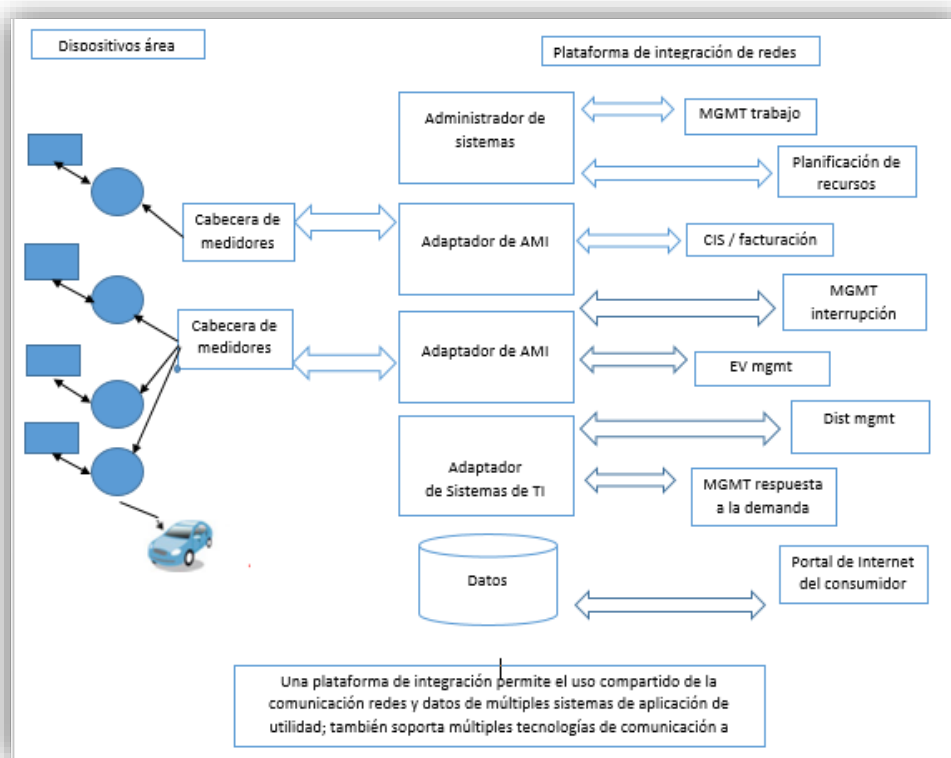
No obstante, las demandas de la sociedad y sectoriales exigen la modernización de los sistemas de medición de energía para estar en contexto con el concepto de red inteligente la Infraestructura de Medida Avanzada (AMI) o sistema de medición inteligente se convierte en un elemento dinamizador entre los prestadores del servicio (dominios) y zonas jerárquicas de la red Inteligente con una participación

activa del cliente y el mercado en pro de hacer efectivo el concepto de red Inteligente.

## 2.1 El rol de los sistemas de medición inteligentes

Una visión general de la necesidad tecnológica y social que debe atender la nueva red Inteligente puede observarse a través de los modelos de integración o arquitecturas propuestas para ello. La integración puede ser implementada por una de las tres vías siguientes: a) A través del desarrollo de una red especialmente diseñada para ello, b) desarrollando una plataforma inteligente de comunicaciones y software, c) sobre los sistemas existentes de información y telecomunicaciones que poseen las empresas distribuidoras. De acuerdo con [1] la más viable desde el costo-efectividad sería por medio de la alternativa que se muestra en la figura 3.

**Figura 3: Modelo de integración Red Inteligente**



*Figura 3: Tomado de la referencia [1]*

En la arquitectura mostrada se señala la importancia de la Infraestructura de Medida Avanzada (AMI)) y su papel de enlace entre la parte física de la cadena de prestación del servicio (generación centralizada, distribuida, Transmisión, comercialización y el cliente- consumidor final de energía-) y la estructura de funcionamiento o gerenciamiento del sector de industria eléctrica.

Aunque la medición ha estado siempre presente, es importante resaltar que el modo de uso tradicional ha sido de manera “pasiva”, es decir solo bajo la premisa de la facturación entre agentes de los dominios, y al cliente industrial, residencial, comercial, y no bajo la filosofía de una red inteligente.

Por lo tanto los sistemas de medida al ser determinantes en el sector deben adaptarse a los requerimientos de la sociedad y el avance tecnológico que demanda una nueva red inteligente, es decir, debemos migrar de sistemas tradicionales de medición a los sistemas de Infraestructura de Medida Avanzada (AMI), porque éstos se enmarcan dentro la definición de red inteligente, esto es, la búsqueda de la eficiencia económica, operativa, uso racional de energía, la calidad y continuidad en el servicio y la maximización del uso de los recursos de la industria, lo cual se refleja en las funcionalidades que permiten los sistemas AMI, como lo son la medición y registro en tiempo real del consumo de Kwh, caracterización de la calidad de la potencia, medición local y remota de la demanda de potencia para la ejecución de programas de control de la demanda (Demand Response), conexión y desconexión a distancia del cliente, venta de energía pre pagada, medición local y remota de la energía consumida (facturación al cliente o usuario final), generación distribuida, cargue de vehículos eléctricos, contribuciones al uso racional de la energía y otros recursos al brindar mayor información de costos y consumo al usuario, propuestas tarifarias para los clientes, uso de información en los sistemas de manejo de interrupciones (OMS- Outage Management Systems, calidad del servicio), uso de la información para el planeamiento de las redes de distribución de energía, control de pérdidas, etc.

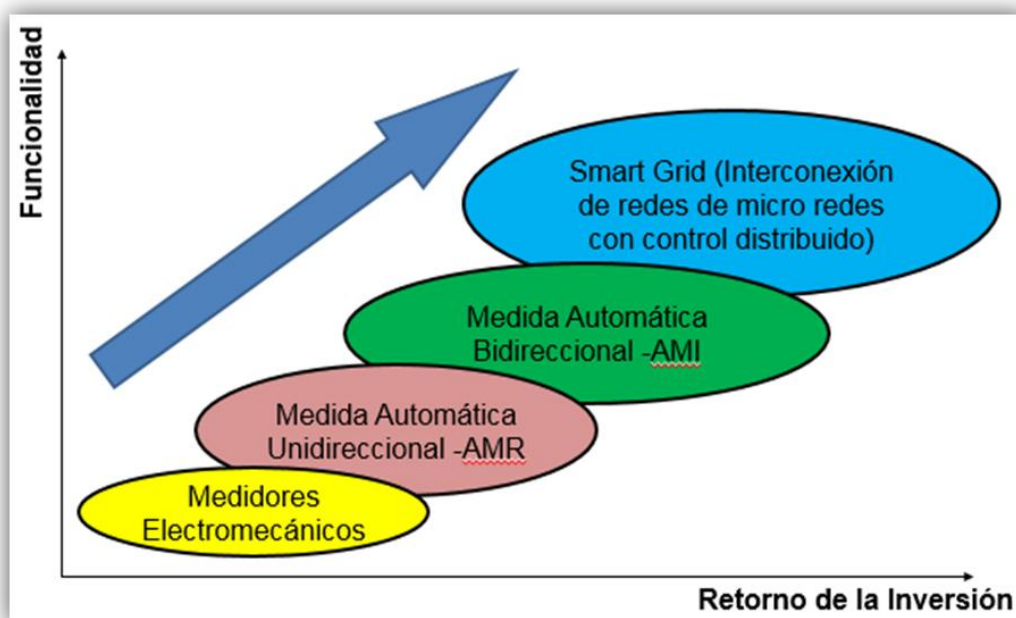
## 2.2 Qué es un sistema de medición inteligente

Para el ETSI, se define una Infraestructura de Medida Avanzada (AMI) como:

Un sistema AMI se refiere a una infraestructura para soportar el desarrollo de los Contadores inteligentes. Esta incluye el Contador inteligente mismo, un dispositivo externo o el display externo, Gateway in-home (Local Network Access point-LNAP-), concentrador de medidores (Neighborhood Network Access Point –NNAP-) y sistema terminal (Head-End Sistema (HES)).

Los sistemas de medición tradicional usando medidores eléctricos y electromecánicos con lectura manual o red de pies (operarios recorriendo las calles y usando escaleras para leer medidores) harán parte de la historia de los sistemas eléctricos y serán reemplazados por tecnologías de Infraestructura de Medida Avanzada (AMI) que responderán a los nuevos requerimientos de la sociedad, a los desarrollos tecnológicos y la misma red inteligente. La evolución de los sistemas de medición como base de la red inteligente se ilustra en la figura 4.

**Figura 4: Evolución de los sistemas de medida hacia la Red Inteligente**



*Figura 4: Tomado de la referencia [6]*

### **2.2.1 Sistema automático de medida AMR**

Un AMR (*Automatic Meter Reading, Lectura de Medición Automática*) es una tecnología que permite la recolección automática de datos de dispositivos de medición de energía y la transferencia de las lecturas a una base de datos central para el análisis y la facturación. Los sistemas AMR (Lectura de Medición Automática) permiten comunicación en una sola vía, por medio de un medidor que junto con un modem y diferentes medios de comunicación transfieren la información respondiendo a una solicitud, por ejemplo en los sistemas por radio frecuencia (RF), estos envían su medida a solicitud de la señal de RF [6].

Podría decirse que en el mundo los sistemas AMR (Lectura de Medición Automática) fueron desarrollados para reducir costos y mejorar la efectividad de la medida [7].

### **2.2.2 Sistemas avanzados de medición AMI**

En su expresión más básica es una tecnología avanzada de lectura de medidores de energía que permite comunicación en dos vías, desde el medidor y hacia el medidor (comunicación full dúplex desde la distribuidora de energía al usuario y viceversa). Se compone de tres aspectos principales; un medidor inteligente con capacidad de comunicarse remotamente, una red de comunicaciones, y un sistema de gestión de información.

La infraestructura de Medida Avanzada (AMI) está dividida en cuatro niveles:

Nivel 1: Es la capa superior de la infraestructura y corresponde al centro de gestión de datos y al centro de manejo de comunicaciones. Tiene la estación principal de los equipos de red, los servidores y diversos terminales de gestión.

Nivel 2: Permite la comunicación de la estación principal con los medidores inteligentes. En este nivel se proveen los canales de comunicación que hacen posible la interacción bidireccional entre las empresas electrificadoras y los usuarios.

Nivel 3: Corresponde a la medida y distribución del acceso a los puntos de potencia referidos en este nivel se encuentran los medidores inteligentes, los terminales portátiles y los sistemas de generación distribuida. Los medidores inteligentes son el equipo principal de este nivel, debido a las múltiples funciones que debe realizar y que corresponden a la medida del consumo energético, la transmisión de la señal de precio de la energía eléctrica, las señales de corte y reconexión de cargas, la monitorización del sistema y la transmisión constante de los demás parámetros técnicos.

Nivel 4: Es del dominio de cliente y está situado dentro de las unidades residenciales, comprende los sistemas de gestión energética residencial los cuales mediante el medidor inteligente tienen un vínculo de interacción con el operador de red. Los usuarios están equipados con la infraestructura para conocer el consumo desagregado de energía eléctrica en tiempo real, recibir mensajes de alerta de las empresas electrificadoras en aplicaciones como la respuesta a la demanda, los sistemas de alerta de falla o mantenimiento. También es posible la integración del funcionamiento de electrodomésticos a la señal de precio de energía transmitida por el medidor con el fin de ahorrar en costo y consumo.

La tabla 1 presenta una comparación de funcionalidades de los sistemas AMR y AMI.

**Tabla 1: Comparación básica de los sistemas de medición ARM y AMI.**

Características	AMR	AMI
• Comunicación unidireccional	✓	✓
• Comunicación bidireccional	✗	✓
• Control remoto del medidor	✗	✓
• Medición de energía consumida	✓	✓
• Medición del consumo y calidad de la energía	✗	✓
• Gestión de la Energía	50/50	✓

Los sistemas de Infraestructura de Medida Avanzada (AMI), más avanzados (AMM: Advanced Metering Magnamente), proponen mayor automatización y tecnología ofreciendo una amplia gama de servicios al cliente y al operador de red. Los sistemas AMI se convierten entonces en la columna vertebral de la información de control y mando de los clientes (Automación in House- Lan House) y de los operadores de red (operación de equipos de red) [6].

### 2.3 Componentes de sistema AMI

La tabla 2 corresponde a la descripción resumida y detallada de los diferentes componentes de un sistema AMI, entre los cuales se tiene medidores y toda la infraestructura en telecomunicaciones requerida.

**Tabla 2: Componentes sistema AMI**

MEDIDORES INTELIGENTES	<p>Los medidores inteligentes son de estado sólido, programables que desarrollan muchas más funciones (más que simplemente registrar el total de la energía), estos tienen otras funciones como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Manejo de bases de precio- tarifarias.</li> <li>• Información para la empresa de energía y el usuario.</li> <li>• Terminal de medida.</li> <li>• Notificación de pérdida de energía y de restauración.</li> <li>• Opciones de acción remota on/off.</li> <li>• Opciones de prepago.</li> </ul>
------------------------	--



	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoreo de calidad de energía.</li> <li>• Detección de manipulación y hurto de energía</li> <li>• Comunicación con otros equipos inteligentes en casa/transponder de red.</li> </ul> <p>Los medidores inteligentes, pueden catalogarse como medidores verdes, debido a que pueden mostrarnos el perfil de demanda, y dan información al usuario para que puedan tomarse decisiones de manejo eficiente de la energía, permitiendo ahorros en la reducción de emisiones.</p>
INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES	<p>Las redes de comunicaciones en los sistemas AMI deben soportar una interacción continua entre la empresa de energía, los consumidores, las cargas eléctricas controlables y los equipos de red tele controlables. Estos deben emplear estándares de sistemas abiertos bi-direccionales y altamente seguros.</p> <p>Estos sistemas AMI tiene el potencial de ser la base de un proceso de modernización de la red Inteligente. Varias arquitectura de red pueden ser empleadas, empezando por una práctica estándar de poseer concentradores locales que recolectan la información de grupos de medidores y la transmite a los data-center vía a backhaul de comunicaciones. Varios medios de comunicación pueden considerarse para hacer parte de la arquitectura usada, por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Power Line Carrier (PLC).</li> <li>• Broadband over power lines (BPL).</li> <li>• Pares de cobre o fibra óptica.</li> <li>• Sistemas inalámbricos (Radio frecuencia), con redes centralizadas o redes malladas (mesh, Como ZegBee).</li> <li>• Internet.</li> </ul> <p>También pueden usarse combinaciones de los medios antes indicados. Los futuros requerimientos de las redes Inteligentes, pueden determinar mayores requerimientos del ancho de banda.</p>
REDES LOCALES DE HOGAR (HOME AREA NETWORKS-HAN-).	<p>El medidor inteligente se convertirá en el transponder entre el portal del consumidor y los equipos eléctricos, se podrán incluir funciones como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalación del Display interno, de tal manera que el usuario conoce la energía que está consumiendo y sus costos.</li> <li>• Respuestas de consumo del cliente a la tarifa (autocontrol de consumos).</li> <li>• Set Point de control que el usuario o la empresa pueden definir (set point de consumo/limitadores).</li> <li>• Control de cargas sin involucrar o intervención del cliente.</li> <li>• Apagar todo el consume o usuario</li> </ul> <p>Una HAN de consumidor provee una interface con el mercado donde el consumidor podrá actuar como un agente, al igual que el cliente podrá soportar otros servicios como monitoreo de la seguridad. La HAN puede ser implementado de diferentes maneras, con el portal del usuario, localizado de</p>

	<p>diferentes puntos incluyendo el medidor mismo, el concentrador/colector del vecindario o un sistema Gateway stand alone de la empresa de energía o dentro de equipos del usuario.</p>
<p>DATA CENTER (METER DATA MANAGEMENT SYSTEM .MDMS)</p>	<p>Esta herramienta de base de datos proveerá aplicaciones estadísticas, permitiendo interacción con otros sistemas de información, los servicios son entre otros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de Información al Consumidor (CEI), los sistemas de facturación, web site.</li> <li>• Sistema de Gestión de salidas (OMS).</li> <li>• Planificación de Recursos Empresariales (ERP), administración de calidad de energía y sistemas de previsión de carga (proyección de demanda)</li> <li>• Gestión de recursos móviles (MWM), cuadrillas.</li> <li>• Sistema de Información Geográfica (SIG).</li> <li>• Gestión de carga del transformador (TLM).</li> </ul> <p>Una de las principales funciones de un MDMS es realizar la validación, edición y estimación (EEV/VEE) de los datos en el AMI para garantizar que a pesar de las interrupciones en la red de comunicaciones o en las instalaciones del cliente, los datos que fluyen a los sistemas descritos anteriormente son completa y exacta.</p>
<p>GATEWAY OPERACIONAL.</p>	<p>Los sistemas AMI, pueden tener interfaz con muchos sistemas, para soportar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Operaciones Avanzadas del sistema de distribución (Advanced Distribución Operations. ADO). <ul style="list-style-type: none"> <li>○ DMS System (Incluido PQ data para medidores AMI)</li> <li>○ Manejo avanzado de salidas del servicio (información de salidas en tiempo real dada por los medidores inteligentes).</li> <li>○ Operación de fuentes de energía distribuida (DER), usando variables de Watt y VAR de los sistemas AMI/medidores inteligentes.</li> <li>○ Automatización de la Distribución (incluyendo optimización Volt/VAR, y localización, aislamiento, seccionamiento y restauración de la falla).</li> <li>○ Sistema de información geográfico-GIS-.</li> <li>○ Aplicación del sistema de telecomunicaciones del AMI para: Operación de micro redes AC y DC, Procesamiento de la información a alta velocidad, Control y protecciones, elementos avanzados en la red de distribución.</li> </ul> </li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operaciones avanzadas de transmisión. (Advanced Transmisión Operations –ATO-). <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Automatización de subestaciones.</li> <li>○ Procesamiento de información a mayor velocidad.</li> <li>○ Control y protecciones (incluidas acciones de control para mejorar las condiciones de transmisión).</li> <li>○ Herramientas de visualización.</li> <li>○ Mercados eléctricos.</li> </ul> </li> <li>• Gestión avanzada de activos. (Advanced Asset Management –AAM-).</li> </ul> <p>Los datos que proveen del sistema AMI, apoyaran la gestión de activos de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Información de La operación del sistema.</li> <li>○ Información de la condición de los equipos.</li> <li>○ Control y protecciones (incluidas acciones de control para mejorar las condiciones de transmisión).</li> <li>○ Optimización de equipos.</li> <li>○ Planeamiento de los sistemas T&amp;D.</li> <li>○ Información para mantenimiento basado en la condición.</li> <li>○ Servicios al consumidor.</li> <li>○ Gestión de recursos y trabajadores.</li> <li>○ Modelamiento y simulación.</li> </ul>
--	---

## 2.4 Beneficios de una infraestructura de Media Avanzada (AMI)

Los beneficios que se derivan de una infraestructura de Medida Avanzada (AMI) para los clientes, los distribuidores, comercializadores y la sociedad en el marco del concepto de red Inteligente, se reflejan entre otras en:

### 2.4.1 Beneficios para el cliente

- Más opciones sobre precio y servicio (posibilidades de opciones tarifarias).

- Más información para administrar sus consumos, el costo y sus formas de gestionar y operar.
- Revisar su calidad y continuidad del servicio.
- Mayor confianza en la facturación a cobrar.

#### **2.4.2 Beneficios para el distribuidor y comercializador**

- Disminución de costos operativos, por crítica, re facturación, etc.
- Beneficios financieros, al unificar ciclos de facturación, mayor flujo de caja que aumentaría el capital de trabajo neto operativo de la empresa comercializadora/distribuidora.
- Eliminación de los aspectos operativos de la lectura: Costos de transporte, entrenamiento, incapacidades del recurso humano, costos de salarios y parafiscales asociados a la lectura (contrato de lectura, corte y reconexión)
- Aseguramiento de la lectura de los medidores, pues no se requiere acceso al predio.
- Propuesta de opciones tarifarias.
- Gestión de salidas o fallas del servicio (OMS), lo que permite mejorar la gestión de incidentes en la red y disminuir los tiempos de interrupción pues se ataca directamente el tiempo de localización de la falla.
- El sistema AMI contribuye con el DMS al poder tener una respuesta por anticipado al cliente que llama reportando una falla, para poder responder al usuario cuando probablemente el servicio retorne.
- Administración y gestión de cuentas de los clientes al poder conectar y desconectar de manera remota los clientes, evitando los costos asociados.
- Mantenimiento y servicios al cliente se pueden resolver y gestionar más rápido si se usarán diagnósticos a distancia.
- Los sistemas AMI pueden usarse en el modo prepago.

- El operador de red, podrá gestionar sistemas de generación distribuida orientados a la confiabilidad y a la incursión en el mercado de la generación distribuida.
- Control del suministro de energía desde subestaciones y transformadores de distribución.
- AMI proporciona información del estado de la red, para su seguimiento y proponer acciones de mejora sobre la operación y gestión de la misma.
- Con el sistema AMI, se conoce el tamaño de las cargas de manera real, se obtiene información de equipos y en general del sistema, lo cual aporta gran cantidad de información para la gestión del sistema: Gestionar los activos y evaluar la vida útil de los mismos, Gestionar los O&M, analizar los problemas de red, contribuir a la planificación de la red, las proyecciones de energía, y detectar fraudes de energía, etc.
- Gestión de la carga/demanda.
- AMI es la base del crecimiento o el avance en la mejora de la red, la red avanzada o la red Inteligente.

### **2.4.3 Beneficios para la sociedad**

- Mejorar el impacto en el ambiente:
  - Mejorar la eficiencia en la prestación del servicio de energía.
  - Mejorar la eficiencia en el uso de la energía.
- Acelerar el uso de la generación distribuida, lo que a su vez puede acelerar el uso de energía verde.
- AMI facilita la participación de la demanda en el mercado, con lo cual se producen innovaciones tarifarias en el mercado, lo cual conlleva a los posibles ahorros del sistema en la atención de la demanda, impactando el precio y la infraestructura para la prestación del servicio (desplazamiento de

picos, consecuentemente menor inversión en generación, transporte y distribución, manteniendo del costo marginal de largo plazo en las redes).

- Los medidores inteligentes mantendrán su precisión en el tiempo, en comparación con los medidores electromecánicos, resultando en el tiempo una medida equitativa para las partes.
- Los medidores Inteligentes, se auto diagnostican, ayudan en la identificación de medidas inexactas, incorrecta instalación y detección de hurto de energía.
- Reducir el pico de demanda al hacer uso eficiente de la energía, por cualquier razón, implica: Reducir los requerimientos para atender la demanda pico, Reducir los costos de pérdidas de energía, reducir la inversión en generación, mejorar la eficiencia del sistema, etc.

## **2.5 Estado de la infraestructura de Media Avanzada (AMI) en Colombia**

En Colombia los sistemas de medición inteligente, se consideran insipientes debido a que tan solo se poseen sistemas AMR en las empresas distribuidoras comercializadoras integradas verticalmente y en las empresas comercializadoras puras que atienden clientes no reguladas.

La introducción de los sistemas AMR en estas empresas fue “obligada” debido a la estructuración del mercado en el que se definieron dos tipos de consumidores, esto es, usuarios regulados y usuarios no regulados, estos últimos deben cumplir con un consumo mínimo mensual de energía o demandar una potencia mínima mes, además de instalar un equipo para efectuar tele medida, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora y que los equipos cumplan con los requisitos establecidos en el Código de Medida del Código de Redes y el Reglamento de Distribución [9].

Lo anterior se interpreta como la aparición de los primeros sistemas AMR en Colombia, bajo una señal regulatoria.

Para el caso de los demás agentes, transmisores, generadores y distribuidores también existe la obligatoriedad de realizar las medidas de energía generada, y transportada hacia los sistemas de transmisión regional y los sistemas de distribución local, además de las necesidades de medición entre agentes distribuidores o fronteras comerciales del distribuidor, y reportarlas al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC, ante lo cual tales agentes usan sistemas AMR.

En éstos sistemas esencialmente se tiene una infraestructura (hardware: Switch, Gateway, módems, redes de comunicaciones y software) para recolección de los datos de los medidores de las fronteras de los usuarios no regulados y los agentes del mercado, el software usado tiene capacidades de gestión multi-protocolo de comunicaciones con diferentes fabricantes de medidores que permite capturar toda la información del parque de medidores por diferentes medios de comunicación.

La penetración de sistemas AMR podría cuantificarse como baja puesto que de acuerdo con lo indicado anteriormente se tendría un sistema AMR de interrogación para medida de fronteras comerciales de clientes no regulados y de fronteras entre agentes generador, transportador, distribuidor y comercializador, esto se evidencia con las fronteras comerciales inscritas ante el ASIC.

De acuerdo con XM el número de fronteras comerciales del sector eléctrico al 31 de septiembre de 2014 y los agentes en el mismo a diciembre de 2013 es el que se indica en la Tabla 3.

**Tabla 3: Fronteras comerciales a septiembre de 2014  
y agentes en el sector eléctrico a diciembre de 2013**

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	56	44
Transmisores	12	10*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	93	69
Fronteras usuarios regulados	9.670	-
Fronteras usuarios no regulados	5.546	-
Fronteras de alumbrado público	393	-
Fronteras de generación	265	
* Corresponde a los agentes que se les liquida cargos por uso STN, STR y ADD		

*Nota:* Tomado de la fuente [18] y [13]

Las cifras anteriores permiten concluir que la penetración de la medida inteligente en el SIN es muy baja, razones técnicas, económicas y regulatorias podrían explicar porque es bajo el uso de los sistemas de medida inteligente en Colombia, en lo referente a lo regulatorio podríamos decir que la no liberalización total de mercado en cuanto a la comercialización de energía ha dificultado la penetración de la tecnología de medición inteligente. La liberalización total del mercado permitiría que cada usuario pudiese escoger su comercializador a la vez que podrían establecerse nuevas arquitecturas de tarifas. Lo anterior no se ha dado puesto que en Colombia solo pueden negociar libremente su tarifa los usuarios no regulados que son aquellos que tienen un consumo de 0.1 MW o 55 MWh-mes y que además tienen un sistema de tele medida horario. En este sentido la



regulación en comercialización de energía ha propuesto mediante proyecto de resolución CREG 179 de 2009 modificar estos límites en pro de la liberalización del mercado de la siguiente manera en 2010: 0.65 MW o 35 MWh-mes, en 2011: 0.37 MW o 20 MWh-mes, en 2012: 0.19 MW o 10 MWh-mes, en el 2014 se regula el hecho de realizar un programa piloto para la instalación de equipos que midan y reporten de manera remota la energía y la duración y frecuencia de las interrupciones recibidas de manera individual por al menos el 10% de los usuarios, además de mantener la condición de la tele medida con lo cual se impondría un mayor campo de acción para los sistemas de medida inteligente. Esta resolución sigue en consulta y se tiene en cuenta en las actuales discusiones de los criterios generales para cuantificar la remuneración de la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, resolución CREG 044 de 2012.

## **2.6 Propuestas para avanzar en la implementación de la infraestructura de Medida Avanzada (AMI) en Colombia**

Los posibles cursos de acción que permitan impulsar la tecnología de sistema de medición inteligente en Colombia pueden tener varios apalancadores, los cuales pueden venir desde diferentes sectores, esto es, la industria de servicio eléctrico por medio de la regulación o por iniciativa propia de los prestadores de servicios especialmente en distribución y comercialización de energía eléctrica, o desde el punto de vista de emisión de políticas gubernamentales, es decir a través del establecimiento de políticas.

Es así como se establece a nivel de industria, la iniciativa de desarrollo hacia las nuevas tecnologías y tendencias mundiales llamada Colombia Inteligente, está estructurada como una propuesta de proyecto con el objetivo de establecer

concertadamente con las principales empresas del sector eléctrico y demás actores relacionados, un programa que desarrolle los lineamientos, las políticas y las estrategias para el establecimiento de las redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano pero orientada a los retos del país considerando los costos y beneficios, es una propuesta liderada en el sector por XM, Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico (CIDET), Comité Colombiano de la Comisión de Integración Energética Regional (COCIER), Consejo Nacional de Operación (CNO), Comité Asesor de Comercialización (CAC) y por el Centro de Investigación de las Comunicaciones (CINTEL) (Colombia Inteligente, 2012).

Las áreas de estudio de este proyecto son: transmisión, generación, distribución, consumidores y áreas de soporte (regulación, estándares, recursos) y para estudiarlas se definió y dividió el mapa de referencia en tres fases, en las cuales se definieron fechas para el estudio y la implementación de soluciones para cada una de estas (Aldana et al., 2011). En la Tabla 4 se pueden observar las fases y las fechas previstas.

**Tabla 4: Fechas y fases para la implementación de las redes Inteligentes**

<b>FASES</b>	<b>FECHA</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
CONCEPTUALIZACIÓN	2011-2012	Revisión del estado actual de las redes eléctricas inteligentes Mapa de referencia y visión Formulación de proyectos
DESARROLLO	2012-2025	Implementación en el sistema de tecnologías inteligentes y eficientes Adopción de tendencias internacionales para proyectos específicos
CONSOLIDACION	2026...	Cultura energética orientada a sistemas eficientes y amigables con el medio ambiente Nuevas tecnologías establecidas como parte de la red

Se concibe el mapa de tecnologías y funcionalidades.

**Figura 5: Tecnologías y funcionalidades en las REI Colombia**



*Figura 6: Tomado de la fuente [31]*

Como también se desarrolló a través de este grupo Colombia Inteligente la visión y las acciones necesarias que el país tendrá que implementar para alcanzar esa visión al 2030 sobre las REI.

**Figura 6: Visión de las REI Colombia 2030**



*Figura 7: Tomado de la fuente [31]*

Algunos de los posibles vehículos de impulso al desarrollo y penetración de esta tecnología se indican a continuación, y se centran en los sistemas AMI por ser más completos y funcionales que los sistemas AMR, de cara al desarrollo futuro de las redes Inteligentes.

## 2.7 Sector de industria eléctrica

- El regulador debe o puede promover el desarrollo de economías de alcance en las actividades de servicios públicos con inclusión de tecnologías, es decir la

promoción de infraestructura técnica AMI para los procesos de medición, corte y reconexión, entre otras de manera conjunta, a fin de buscar la eficiencia en la prestación de servicios públicos, un ejemplo de ello es el decreto 2668 de 1999 que hace referencia al proceso de facturación conjunta para las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

- Considerando que las actividades de distribución y comercialización de energía son reguladas por modelos de remuneración basados en desempeño (incentivos) en el que se establece un precio techo para el costo base de comercialización y para el cargo por uso de la actividad de distribución, los agentes están estimulados a la búsqueda de eficiencias operativas que minimicen sus costos. En este entorno el agente comercializador y distribuidor o de manera conjunta le corresponde realizar evaluaciones financieras completas (CAPEX y OPEX, incluyendo incentivos tributarios) de la infraestructura de Medida Avanzada (AMI) para conocer los excedentes financieros que puede obtener al producir por debajo del precio reconocido.
- Esta propuesta se fundamenta esencialmente en que los análisis financieros en general son enfocados en actividades primarias o principales de los agentes, esto es el distribuidor generalmente percibe el uso de un sistema de medida inteligente para control de pérdidas técnicas, y los comercializadores para el registro de consumos, sin evaluar el ahorro en otros costos para los que es útil infraestructura de Medida Avanzada (AMI). Esto sin incluir evaluaciones más prospectivas como la preparación de la infraestructura para la prestación de servicios conexos de convergencia de telecomunicaciones y energía como Lan Home Automation y otros asociados a la movilidad eléctrica.

### **CAPÍTULO 3**

*En este capítulo se presenta la metodología para la realización de la asignación de medidores inteligentes en una empresa de distribución eléctrica, presenta consideraciones para el establecimiento de la misma, considerando sus etapas: bases de datos, criterios de configuración, aplicación del algoritmo, obtención de resultados.*

### **3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE MEDIDORES INTELIGENTES**

#### **3.1 Alcance**

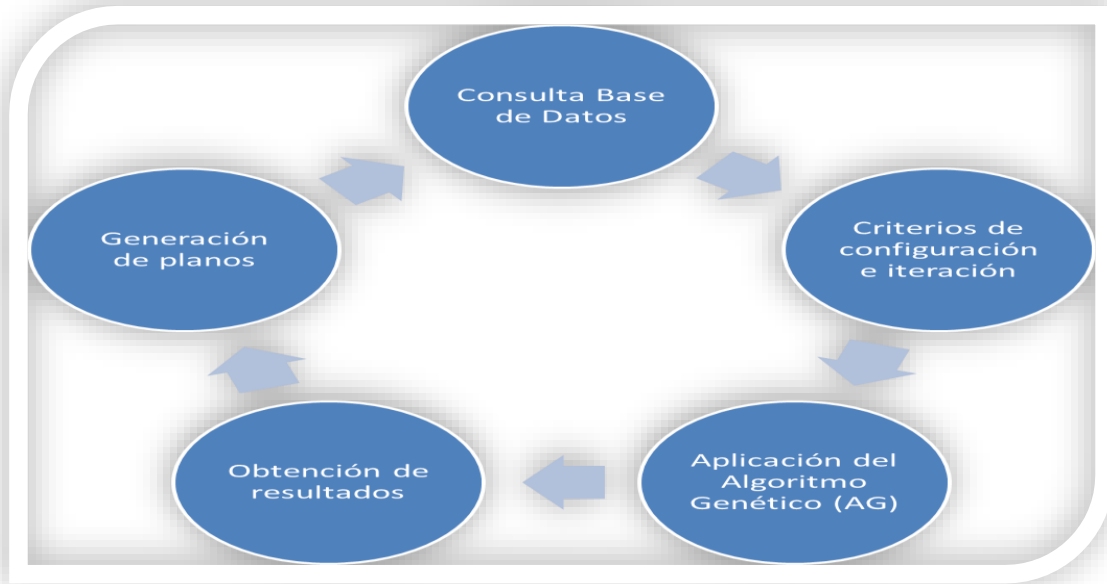
Se pretende como aporte de este trabajo, realizar una metodología que permita determinar los usuarios a recibir la infraestructura de Medida Avanzada (AMI) en los hogares colombianos para con esto determinar a futuro entre otras los hábitos de consumo de los usuarios y así visualizar de otra manera todo lo relacionado con la gestión de la energía eléctrica consumida y generada.

Como herramienta para el desarrollo de esta metodología se aplicara un algoritmo genético (AG), ya que esta técnica crea, califica, y selecciona las opciones de expansión, realizando búsquedas que con sensibilidades y reglas empíricas predeterminadas pueden generar y clasificar estas opciones durante la búsqueda. El proceso finalizara una vez el algoritmo ya no sea capaz de encontrar una solución mejor o con una cantidad predeterminada de iteraciones previamente programadas.

#### **3.2 Flujo para la metodología propuesta**

En la figura figura 8 se muestra el flujo para la metodología propuesta y los aspectos más relevantes en la aplicación del AG (Algoritmo Genético) desarrollado para la asignación de una infraestructura de Medida Avanzada (AMI) en los hogares colombianos.

**Figura 7: Flujo a la metodología propuesta**



### **3.2.1 Fase Base de Datos**

En esta fase se consultaran las bases de datos en CHEC que contengan la información referente a pérdidas, usuarios y VPN (Valor Presente Neto) de las inversiones, en los transformadores o nodos a tener usuarios recibir la infraestructura de Medida Avanzada (AMI).

#### **3.2.1.1 Módulo Pérdidas Técnicas**

Las pérdidas de energía son un concepto de eficiencia en la distribución de energía eléctrica que se ha de tomar en cuenta en la tarifa de consumo de energía eléctrica y además se considera una acción de sostenibilidad como un mecanismo



de desarrollo limpio que deben atender las empresas. Así lo entiende el país y lo consagra en el artículo 45 de la ley eléctrica (ley 143 de 1994).

Por lo cual el regulador ha creado incentivos a la disminución de las pérdidas, el concepto de pérdidas se relaciona con la energía que se produce y se transporta pero que los distribuidores y/o comercializadores no pueden facturar por que ésta se “pierde” en el proceso de prestación del servicio al usuario final o porque algunos usuarios la toma de la red de manera ilegal. Así en la resolución CREG 097 de 2008 [32] se indica que las pérdidas pueden ser técnicas y no técnicas y la manera como éstas se calculan.

Las pérdidas técnicas se asocian a cada cliente a través del flujo de potencia y del consumo medio mensual de cada cliente-carga, se obtiene una curva de carga inicial individual, con esta se corre un flujo de carga de la red y se verifica que la suma de las potencias de los consumidores y de las pérdidas en la red corresponden con el valor medio del transformador, las curvas de carga se ajustan hasta que los valores converjan con un error del 0,1%, las curvas de carga obtenidas después de la convergencia se consideran las curvas de carga de los clientes [34].

Las pérdidas no técnicas se asocian con la energía que se toma de manera ilegal de las redes de energía y es usada por los clientes o cargas sin ser registrada a través de un equipo de medida, se consideran pérdidas del sistema debido a que no se registran para efectos de facturación a usuarios finales.

El tratamiento de esta variable dentro de la metodología propuesta para la asignación de una infraestructura de Medida Avanzada (AMI), consiste en determinar cuál será la mejor combinación que permita maximizar la recuperación de la mayor cantidad de pérdidas.

### **3.2.1.2 Módulo de indicadores financieros**

Valor presente neto (VPN).

“es el equivalente en pesos actuales (\$ hoy) de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros que constituyen el proyecto”. Este se calcula como la diferencia entre el valor presente de los ingresos líquidos de caja y la inversión inicial, descontando los flujos de caja a una tasa de interés o de oportunidad de inversionista.

Los criterios de aceptación, indiferencia o rechazo de un proyecto de acuerdo con éste indicador son:

El proyecto se acepta si  $VPN > 0$ . Lo que significa que el rendimiento del proyecto es superior a la tasa de interés que se utiliza para calcularlo, si esta es la de equivalencia o de oportunidad.

Es indiferente si  $VPN = 0$ . Esto significa que el capital invertido es recuperado a la tasa definida por el inversionista, generando una renta extra de cero.

El proyecto se rechaza Si  $VPN < 0$ . Porque el rendimiento del proyecto es inferior al esperado.

El tratamiento de esta variable dentro de la metodología propuesta para la asignación de una infraestructura de Medida Avanzada (AMI), consiste en determinar cuál será la mejor combinación que permita tener unos rendimientos superiores a los de la tasa de interés o al WACC (Costo promedio de capital) para CHEC y que generen renta extra.

### **3.2.1.3 Módulo usuarios**

Corresponde a los usuarios ligados a la zona, municipio o área a analizar en la que se incluyen los nodos o transformadores involucrados en estas.

El tratamiento de esta variable dentro del modelo conceptual consiste en determinar cuál será la mejor combinación que permita cumplir como mínimo con lo exigido por el ente regulador y que corresponde al 10% del total de usuarios involucrados en el análisis.

### **3.2.2 Fase Configuración Algoritmo Genético (AG)**

Dentro de esta fase se configura el algoritmo genético con las variables que por restricciones se tienen:

- $\Sigma \text{Costos } inv \leq \text{Presupuesto}$  dado por CHEC
- N° Usuarios  $\geq 10\%$  estimado por el regulador.
- Numero de iteraciones.

Adicionalmente se tendrán los criterios con los que el algoritmo genético realizara su combinación de funciones y entre los que están:

- Consumo usuarios en últimos meses, perdidas transformador últimos meses, programación de revisiones usuarios últimos meses, reemplazo de medidores usuarios últimos meses, casa cerrada, casa desocupada, casa demolida, casa sin servicio entre otras.

### **3.2.3 Aplicación Algoritmo Genético**

En esta fase se implementara el algoritmo genético creado como aplicación para la metodología desarrollada en la determinación de los usuarios a recibir una infraestructura de Medida Avanzada (AMI), el proceso recibirá una innovación primero al ordenarlo usando una técnica de optimización y segundo realizando una combinación de los criterios como VPN, clientes y pérdidas.

La selección y posterior aplicación del algoritmo genético responde a los siguientes pasos:

#### **3.2.3.1      *Definición del problema***

El problema identificado es la asignación de una infraestructura de Medida Avanzada (AMI) de tal manera que se maximice el VPN, las pérdidas y los clientes impactados bajo la restricción de un presupuesto determinado.

#### **3.2.3.2      *Identificación de la técnica de solución***

Con base en las fuentes bibliográficas consultadas durante el desarrollo del trabajo, se encontró:

- En [36] se cita que este tipo de problemas se puede resolver usando programación entera (Branch & Bound; algoritmos de ramificación (Algoritmo de Busca en árbol), programación dinámica y algoritmos genéticos (AG).
- Son algoritmos de búsqueda estocástica.
- Simulan los procesos genéticos biológicos.
- Los algoritmos genéticos establecen una analogía entre el conjunto de soluciones de un problema y el conjunto de individuos de una población natural.
- Tiene una población de posibles soluciones.
- Se generan nuevas soluciones por medio de cruzamientos y mutaciones.
- Necesitan una función de evaluación.
- No necesitan información de gradiente.

- En la referencia [38] se indica que los problemas combinatorios requieren un elevado esfuerzo computacional porque se presenta un fenómeno de explosión combinatoria, esto es, al crecer el número de variables de decisión entonces el número de soluciones (configuraciones) crece exponencialmente (conforme a  $2^n$ ) al igual que el esfuerzo computacional para resolver el problema. El esfuerzo computacional en una búsqueda exhaustiva se ilustra a través del siguiente ejemplo mostrado en la tabla 5:

**Tabla 5: Ejemplo de esfuerzo computacional [38]**

Tiempo computacional		
Número de variables, n	Soluciones candidatas	Tiempo computacional
20	220	1 segundo aprox.
40	240	2 semanas aprox.
60	260	365 siglos aprox.
600	2600	10165 siglos aprox.

### **3.2.3.3 Solución con algoritmos genéticos**

Se usará entonces la técnica de solución de algoritmos genéticos, para la asignación de un sistema de medida inteligente.

- Para el caso de la asignación de una infraestructura de Medida Avanzada (AMI) a desarrollar en este trabajo cada plan es un gen y cada individuo o cromosoma es una combinación o conjunto de planes que puede ser una solución posible del problema (configuración combinatoria).

- Con fundamento en lo anterior el algoritmo genético (AG) debe realizar el siguiente proceso:
  - Generar una población inicial, y elegir una codificación adecuada para representar cada configuración o combinatorio, en principio el algoritmo comienza con un conjunto de soluciones generadas de forma aleatoria.
  - Calcular la función objetivo de cada configuración o combinatorio de la población y almacenar la mejor configuración encontrada durante el proceso.
  - Realizar el proceso de recombinación, este proceso se da entre individuos y busca transferir genes de los padres en la población actual a los descendientes generados, dentro de las técnicas que se usan están: cruce básico, cruce multipunto, cruce segmentado, cruce uniforme, cruce por permutación, cruce por repetición, cruce de orden, cruce de ciclo.
  - Realizar el proceso de mutación y generar la nueva población de la siguiente generación, busca modificar la estructura genética de los individuos de manera aleatoria, alterando los valores codificados de los genes. Así en una codificación binaria la mutación consiste en cambiar una variable de 0 a 1 y viceversa, por si sola esta alteración modifica las características de los individuos y por lo tanto la población descendiente, produciendo diversidad generacional, restaurando posibles pérdidas de información en la población, la tasa de mutación presenta técnicas como mutación puntual (bit aleatorio), mutación compleja (sobre un patrón o secuencia de bit).
  - Ciclo generacional y criterio de parada: un ciclo generacional es el proceso de selección, recombinación o cruzamiento y mutación que permite encontrar nuevos individuos (configuraciones) que generan nuevas poblaciones a partir de

una población actual. Así, en un AG se efectúan de manera iterativa ciclos generacionales para encontrar una solución de optimización.

El AG se puede parar si sucede alguna de las siguientes situaciones [39]:

- Se ha alcanzado un número de ciclos generacionales especificado.
- Se ha obtenido una solución con calidad mínima especificada.
- Se llega a sucesivas poblaciones homogéneas, es decir, el proceso evolutivo para porque pierde diversidad (población demasiado homogénea).

### **3.2.4 Fase obtención de resultados**

Se presentaran los resultados producto de la metodología desarrollada para la asignación de un sistema de medida eléctrica inteligente, que fue implementado en el software Excel y con el lenguaje de programación Visual Basic.

Son empleados los conceptos básicos de optimización mono-objetivo en la determinación del plan óptimo, considerando las características más relevantes de la toma de decisiones.

El problema es formulado como un problema combinatorio, el cual considera como función objetivo maximizar una función compuesta por proyectos en la que cada proyecto considera como información relevante tres factores, el VPN, el número de usuarios a impactar y la maximización de la energía a recuperar, cada uno de éstos factores tiene asignado un peso dependiendo de los requerimientos de inversión de la empresa y de las señales regulatorias que se tengan, es decir, si se tiene preferencia por programas de reducción de pérdidas el mayor peso será asignado a las pérdidas, o si la mayor importancia se le da a maximizar el

VPN, con lo cual se puede realizar la priorización teniendo en cuenta un solo factor o dos o tres, conservando las restricciones para la función objetivo como son el presupuesto destinado por la empresa para la ejecución de proyectos y lo exigido por el ente regulador.

El modelo matemático para la asignación de un sistema de medida eléctrica inteligente es el siguiente:

$$\text{F. O. Max } z = P_1 * X_1 + P_2 * X_2 + \dots P_n * X_n$$

$$\text{F. O} = \sum_{i=1}^n P_i * X_i$$

Sujeto a:

$$X_i = 1 \quad \text{o} \quad X_i = 0$$

$X_i = 1$  Para Proyectos a realizar.

Restricciones:

$$\sum_{i=1}^n C_{inv_j} \leq \text{Presupuesto y N° Usuarios} \geq 10\% \text{ regulador}$$

Al introducir los factores de ponderación de acuerdo a los requerimientos de decisión se tiene:

$$\text{Max } z = \sum_{i=1}^n \left( w_1 * \frac{VPN_i}{VPN_T} + w_2 * \frac{USER_i}{USER_T} + w_3 * \frac{LOSS_i}{LOSS_T} \right) * X_i$$

Sujeto a las restricciones indicadas anteriormente.

Donde:

Pj: Proyecto a priorizar que tiene información del VPN, usuarios a impactar, perdidas a recuperar, etc.

Xj: Hace referencia a la participación (activación) o no de un proyecto en el proceso de optimización para la priorización de las inversiones.

Cinv: Es el valor o costo de las inversiones dadas para el desarrollo de las soluciones.



N: Cantidad de Planes.

w1, w2, w3 Corresponde al peso o importancia de cada variable en la función objetivo.

Presupuesto: Se refiere al presupuesto destinado por la empresa para la ejecución del proyecto asignación de un sistema de medida eléctrica inteligente.

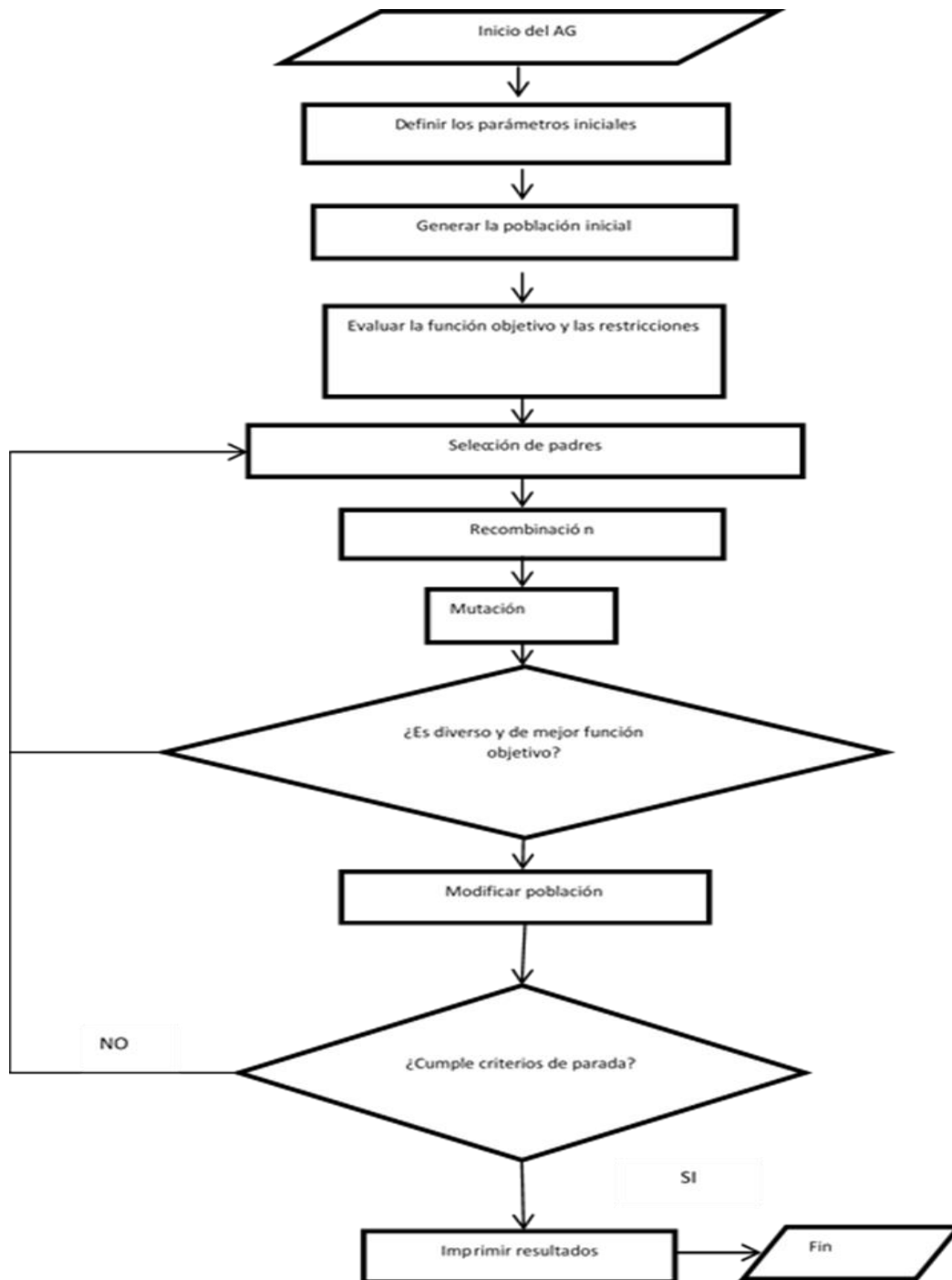
### **3.2.5 Fase generación planos**

En esta fase se consultaran las bases de datos en CHEC que contengan la información referente a los sistemas georreferenciados que permitirán ubicar físicamente los usuarios seleccionados a recibir la infraestructura de Medida Avanzada (AMI).

## **3.3 Flujograma de la metodología propuesta**

En la siguiente figura 9 se muestra el diagrama general de la metodología propuesta.

**Figura 8: Diagrama general de la metodología propuesta**



*Figura 9: Elaboración propia*

## CAPÍTULO 4

*En este capítulo se presenta, la metodología propuesta en el capítulo 3, presenta un ejemplo del algoritmo desarrollado para la asignación de un sistema de medida eléctrica inteligente a partir de un banco de proyectos suministrado por la CHEC.*

#### **4. ESTUDIO DE UN CASO PRÁCTICO**

Se dan a conocer en este capítulo los resultados obtenidos a través de la implementación de la metodología propuesta para la asignación de un sistema de medida eléctrica inteligente a los usuarios de una empresa de distribución eléctrica, el cual se ha desarrollado a través de la técnica de optimización con algoritmo genético (AG).

Los proyectos objeto de prueba en el módulo son transformadores de circuitos secundarios de 208/120 voltios, candidatos a recibir sistema de medida eléctrica, estos han surtido el proceso propuesto en la metodología, como banco de proyectos, para la evaluación financiera, valor de pérdidas por nodo y número de usuarios se utilizaran las bases de datos propias de CHEC.

El problema a resolver busca encontrar el plan óptimo o mejor plan, de tal manera que se garantice la combinación más adecuada de proyectos candidatos a ejecutar, que minimice las inversiones con la restricción presupuestal fijada por una disponibilidad de recursos monetarios, teniendo en cuenta, además, condiciones como la obligatoriedad de cumplir con la regulación estimada. Adicionalmente se deben incluir otros parámetros para una solución óptima de acuerdo variables de interés como clientes atendidos y energía recuperada.

El desarrollo computacional de la metodología propuesta fue probada en un computador Intel Core i3 con 4GB de RAM y sistema operativo Windows 7 Professional.

El análisis propuesto pretende generar una idea general de las consideraciones que toma en cuenta una empresa de distribución para la toma de decisiones de

inversión, basadas en condiciones particulares de operación y como función de sus condiciones actuales y de las políticas regulatorias del sector.

#### 4.1 Simulación del proceso desde la programación lineal en Excel

##### 4.1.1 Población inicial (universo)

En la tabla 6 se muestra el universo de la población que permitirá el desarrollo del ejemplo a través de la programación lineal en Excel, se tendrán un total de 14 transformadores con sus respectivos usuarios, pérdidas y valores de VPN por nodo.

**Tabla 6: Universo de la población**

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	N° USUARIOS	PERDIDAS EN \$ MENSUAL	VPN (inversión)
CENTRO	VILLAMARIA	C12018	VDA NUEVA PRIMAVERA	R	57	\$ 50,015,721.60	\$ 19,466,950.97
CENTRO	VILLAMARIA	C12019	VDA NUEVA PRIMAVERA	R	64	\$ 72,863,232.00	\$ 17,974,592.53
CENTRO	VILLAMARIA	C12023	VDA NUEVA PRIMAVERA	R	34	\$ 39,652,704.00	\$ 39,005,048.60
CENTRO	VILLAMARIA	C12050	VDA SAN JULIAN	R	21	\$ 48,866,126.40	\$ 9,960,535.13
CENTRO	VILLAMARIA	C12051	VDA LA PRIMAVERA	R	9	\$ 12,745,512.00	\$ 43,398,997.23
CENTRO	VILLAMARIA	C12055	FCA EL TESORO	R	2	\$ 255,465.60	\$ 23,891,476.52
CENTRO	VILLAMARIA	C12058	SAN JULIAN	R	10	\$ 166,608.00	\$ 40,224,692.28
CENTRO	VILLAMARIA	C12061	VDA PARTIDAS	R	18	\$ 18,793,382.40	\$ 53,117,337.33
CENTRO	VILLAMARIA	C12062	VDA PARTIDAS	R	46	\$ 31,422,268.80	\$ 38,694,373.85
CENTRO	VILLAMARIA	C12066	VDA RIO CLARO	R	34	\$ 25,679,846.40	\$ 84,351,043.32
CENTRO	VILLAMARIA	C12071	VDA RIO CLARO	R	30	\$ 37,320,192.00	\$ 57,366,093.45
CENTRO	VILLAMARIA	C12073	VDA RIO CLARO	R	20	\$ 3,998,592.00	\$ 31,960,535.13
CENTRO	VILLAMARIA	C12076	VDA RIO CLARO	R	23	\$ 103,335,835.20	\$ 11,960,535.13
CENTRO	VILLAMARIA	C12079	VDA RIO CLARO	R	3	\$ 1,299,542.40	\$ 9,960,535.13

*Nota:* Elaboración propia

#### 4.1.2 Base de datos

En la tabla 7, se tomaran 6 transformadores como muestra lo que nos permitirá tener un combinatorio de  $2^6 = 64$  posibles combinaciones, que nos permitirá desarrollarlas en Excel y así determinar de manera directa la mejor combinación.

**Tabla 7: Muestra de la población**

RESTRICCION N° 1 USUARIOS CUBIERTOS 10 % DEL TOTAL	15%
RESTRICCION N° 2 VALOR MAXIMO DEL VPN	16
	\$ 52,800,000.00
VPN promedio por usuario	\$ 3,000,000.00

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	N° USUARIOS	PÉRDIDAS [kWh_mes]	VPN
CENTRO	VILLAMARIA	C12050 (N1)	VDA SAN JULIAN	R	21	\$ 48,866,126.4	\$ 9,960,535.13
CENTRO	VILLAMARIA	C12051 (N2)	VDA LA PRIMAVERA	R	9	\$ 12,745,512.0	\$ 43,398,997.23
CENTRO	VILLAMARIA	C12055 (N3)	FCA EL TESORO	R	2	\$ 255,465.6	\$ 23,891,476.52
CENTRO	VILLAMARIA	C12058 (N4)	SAN JULIAN	R	10	\$ 166,608.0	\$ 40,224,692.28
CENTRO	VILLAMARIA	C12061 (N5)	VDA PARTIDAS	R	18	\$ 18,793,382.4	\$ 53,117,337.33
CENTRO	VILLAMARIA	C12062 (N6)	VDA PARTIDAS	R	46	\$ 31,422,268.8	\$ 38,694,373.85
TOTAL					106	\$ 112,249,363.2	\$ 209,287,412.34

*Nota:* Elaboración propia

### 4.1.3 Método combinatorio

En la tabla 8, se representa el desarrollo de las posibles combinaciones ( $2^6 = 64$ ), en Excel.

**Tabla 8: Desarrollo en Excel del combinatorio**

Orden	Plan	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4	NODO 5	NODO 6	N° USUARIOS	VR VPN	VR Pérdidas [KWh_mes]	Ranking
1	PLAN 1	0	0	0	0	0	0	0	\$ -	\$ -	64
60	PLAN 60	1	1	1	0	1	1	96	\$ 169,062,720.06	\$ 112,082,755.20	8
10	PLAN 10	0	0	1	0	0	1	48	\$ 62,585,850.37	\$ 31,677,734.40	48
63	PLAN 63	1	1	1	1	1	0	60	\$ 170,593,038.49	\$ 80,827,094.40	21
47	PLAN 47	1	0	1	1	1	0	51	\$ 127,194,041.26	\$ 68,081,582.40	27
59	PLAN 59	1	1	1	0	1	0	50	\$ 130,368,346.21	\$ 80,660,486.40	23
56	PLAN 56	1	1	0	1	1	1	104	\$ 185,395,935.82	\$ 111,993,897.60	7
61	PLAN 61	1	1	1	1	0	0	42	\$ 117,475,701.16	\$ 62,033,712.00	33
52	PLAN 52	1	1	0	0	1	1	94	\$ 145,171,243.54	\$ 111,827,289.60	9
55	PLAN 55	1	1	0	1	1	0	58	\$ 146,701,561.97	\$ 80,571,628.80	22
31	PLAN 31	0	1	1	1	1	0	39	\$ 160,632,503.36	\$ 31,960,968.00	49
28	PLAN 28	0	1	1	0	1	1	75	\$ 159,102,184.93	\$ 63,216,628.80	29
27	PLAN 27	0	1	1	0	1	0	29	\$ 120,407,811.08	\$ 31,794,360.00	51
44	PLAN 44	1	0	1	0	1	1	87	\$ 125,663,722.83	\$ 99,337,243.20	12
43	PLAN 43	1	0	1	0	1	0	41	\$ 86,969,348.98	\$ 67,914,974.40	31
53	PLAN 53	1	1	0	1	0	0	40	\$ 93,584,224.64	\$ 61,778,246.40	34
54	PLAN 54	1	1	0	1	0	1	86	\$ 132,278,598.49	\$ 93,200,515.20	15
58	PLAN 58	1	1	1	0	0	1	78	\$ 115,945,382.73	\$ 93,289,372.80	16
57	PLAN 57	1	1	1	0	0	0	32	\$ 77,251,008.88	\$ 61,867,104.00	35
30	PLAN 30	0	1	1	1	0	1	67	\$ 146,209,539.88	\$ 44,589,854.40	41

Orden	Plan	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4	NODO 5	NODO 6	N° USUARIOS	VR VPN	VR Pérdidas [KWh_mes]	Ranking
29	PLAN 29	0	1	1	1	0	0	21	\$ 107,515,166.03	\$ 13,167,585.60	57
40	PLAN 40	1	0	0	1	1	1	95	\$ 141,996,938.59	\$ 99,248,385.60	11
51	PLAN 51	1	1	0	0	1	0	48	\$ 106,476,869.69	\$ 80,405,020.80	24
46	PLAN 46	1	0	1	1	0	1	79	\$ 112,771,077.78	\$ 80,710,468.80	18
45	PLAN 45	1	0	1	1	0	0	33	\$ 74,076,703.93	\$ 49,288,200.00	43
16	PLAN 16	0	0	1	1	1	1	76	\$ 155,927,879.98	\$ 50,637,724.80	37
11	PLAN 11	0	0	1	0	1	0	20	\$ 77,008,813.85	\$ 19,048,848.00	55
24	PLAN 24	0	1	0	1	1	1	83	\$ 175,435,400.69	\$ 63,127,771.20	26
23	PLAN 23	0	1	0	1	1	0	37	\$ 136,741,026.84	\$ 31,705,502.40	50
49	PLAN 49	1	1	0	0	0	0	30	\$ 53,359,532.36	\$ 61,611,638.40	36
50	PLAN 50	1	1	0	0	0	1	76	\$ 92,053,906.21	\$ 93,033,907.20	17
12	PLAN 12	0	0	1	0	1	1	66	\$ 115,703,187.70	\$ 50,471,116.80	39
21	PLAN 21	0	1	0	1	0	0	19	\$ 83,623,689.51	\$ 12,912,120.00	58
22	PLAN 22	0	1	0	1	0	1	65	\$ 122,318,063.36	\$ 44,334,388.80	42
26	PLAN 26	0	1	1	0	0	1	57	\$ 105,984,847.60	\$ 44,423,246.40	44
25	PLAN 25	0	1	1	0	0	0	11	\$ 67,290,473.75	\$ 13,000,977.60	59
32	PLAN 32	0	1	1	1	1	1	85	\$ 199,326,877.21	\$ 63,383,236.80	25
39	PLAN 39	1	0	0	1	1	0	49	\$ 103,302,564.74	\$ 67,826,116.80	28
36	PLAN 36	1	0	0	0	1	1	85	\$ 101,772,246.31	\$ 99,081,777.60	13
38	PLAN 38	1	0	0	1	0	1	77	\$ 88,879,601.26	\$ 80,455,003.20	19
15	PLAN 15	0	0	1	1	1	0	30	\$ 117,233,506.13	\$ 19,215,456.00	53
42	PLAN 42	1	0	1	0	0	1	69	\$ 72,546,385.50	\$ 80,543,860.80	20
3	PLAN 3	0	0	0	0	1	0	18	\$ 53,117,337.33	\$ 18,793,382.40	56
20	PLAN 20	0	1	0	0	1	1	73	\$ 135,210,708.41	\$ 62,961,163.20	30
19	PLAN 19	0	1	0	0	1	0	27	\$ 96,516,334.56	\$ 31,538,894.40	52
13	PLAN 13	0	0	1	1	0	0	12	\$ 64,116,168.80	\$ 422,073.60	62
14	PLAN 14	0	0	1	1	0	1	58	\$ 102,810,542.65	\$ 31,844,342.40	46
17	PLAN 17	0	1	0	0	0	0	9	\$ 43,398,997.23	\$ 12,745,512.00	60
18	PLAN 18	0	1	0	0	0	1	55	\$ 82,093,371.08	\$ 44,167,780.80	45
48	PLAN 48	1	0	1	1	1	1	97	\$ 165,888,415.11	\$ 99,503,851.20	10
35	PLAN 35	1	0	0	0	1	0	39	\$ 63,077,872.46	\$ 67,659,508.80	32
8	PLAN 8	0	0	0	1	1	1	74	\$ 132,036,403.46	\$ 50,382,259.20	38



Orden	Plan	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4	NODO 5	NODO 6	N° USUARIOS	VR VPN	VR Pérdidas [KWh_mes]	Ranking
6	PLAN 6	0	0	0	1	0	1	56	\$ 78,919,066.13	\$ 31,588,876.80	47
7	PLAN 7	0	0	0	1	1	0	28	\$ 93,342,029.61	\$ 18,959,990.40	54
4	PLAN 4	0	0	0	0	1	1	64	\$ 91,811,711.18	\$ 50,215,651.20	40
34	PLAN 34	1	0	0	0	0	1	67	\$ 48,654,908.98	\$ 80,288,395.20	1
9	PLAN 9	0	0	1	0	0	0	2	\$ 23,891,476.52	\$ 255,465.60	63
33	PLAN 33	1	0	0	0	0	0	21	\$ 9,960,535.13	\$ 48,866,126.40	2
37	PLAN 37	1	0	0	1	0	0	31	\$ 50,185,227.41	\$ 49,032,734.40	3
41	PLAN 41	1	0	1	0	0	0	23	\$ 33,852,011.65	\$ 49,121,592.00	4
2	PLAN 2	0	0	0	0	0	1	46	\$ 38,694,373.85	\$ 31,422,268.80	5
62	PLAN 62	1	1	1	1	0	1	88	\$ 156,170,075.01	\$ 93,455,980.80	14
5	PLAN 5	0	0	0	1	0	0	10	\$ 40,224,692.28	\$ 166,608.00	61
64	PLAN 64	1	1	1	1	1	1	106	\$ 209,287,412.34	\$ 112,249,363.20	6

Nota: Elaboración propia

#### 4.1.4 Resultado del combinatorio en Excel

Una vez desarrollado y generado en Excel el combinatorio propuesto como se muestra en la tabla 5, se procede a determinar y resaltar en rojo el mejor plan, que corresponde a la combinación 1 0 0 0 0 1 el cual es la solución óptima para el ejercicio, permitiendo encontrar la función objetivo de este combinatorio con los siguientes resultados:

Usuarios Ganador	VR Pérdidas	VR VPN
67	\$ 80,288,395.20	\$ 48,654,908.98

## 4.2 Aplicación del Algoritmo Genético (AG) desarrollado

### 4.2.1 Parámetros iniciales y base de datos AG

Con base en la tabla 9 y el flujograma mostrado en la figura 8, correspondiente a la metodología empleada para la asignación de un sistema de medida eléctrica inteligente a los usuarios de una empresa de distribución eléctrica, se da inicio a las acciones para la aplicación del algoritmo genético (AG) desarrollado, determinando tanto los parámetros como la población inicial.

**Tabla 9: Parámetros y población inicial para el desarrollo del algoritmo genético (AG)**

RESTRICCION N° 1 USUARIOS CUBIERTOS 10 % DEL TOTAL	15%	1-Generar Población inicial	2-Seleccionar padres	3-Combinar
RESTRICCION N° 2 VALOR MAXIMO DEL VPN	16	Mutar	4-Nva Población	Limpiar
VPN promedio por usuario	\$ 52,800,000.00			
	\$ 3,000,000.00			

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	N° USUARIOS	PERDIDAS EN \$ MENSUAL	VPN
CENTRO	VILLAMARIA	C12050 (N1)	VDA SAN JULIAN	R	21	\$ 48,866,126.4	\$ 9,960,535.13
CENTRO	VILLAMARIA	C12051 (N2)	VDA LA PRIMAVERA	R	9	\$ 12,745,512.0	\$ 43,398,997.23
CENTRO	VILLAMARIA	C12055 (N3)	FCA EL TESORO	R	2	\$ 255,465.6	\$ 23,891,476.52
CENTRO	VILLAMARIA	C12058 (N4)	SAN JULIAN	R	10	\$ 166,608.0	\$ 40,224,692.28
CENTRO	VILLAMARIA	C12061 (N5)	VDA PARTIDAS	R	18	\$ 18,793,382.4	\$ 53,117,337.33
CENTRO	VILLAMARIA	C12062 (N6)	VDA PARTIDAS	R	46	\$ 31,422,268.8	\$ 38,694,373.85

Elaboración propia

TOTAL	106	\$ 112,249,363.2	\$ 209,287,412.34
-------	-----	------------------	-------------------

#### **4.2.1.1 Generación aleatoria de la población inicial AG**

En la tabla 10, se muestra la población inicial del AG, la cual es creada a partir de un algoritmo aleatorio.

**Tabla 10: Población inicial para la aplicación del algoritmo genético (AG)**

Plan	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4	NODO 5	NODO 6
PLAN 1	1	0	0	0	0	1
PLAN 2	1	0	1	0	0	0
PLAN 3	1	0	0	0	0	0
PLAN 4	1	1	1	0	0	1
PLAN 5	0	0	1	1	0	0
PLAN 6	1	1	1	1	1	0
PLAN 7	1	1	0	1	0	1
PLAN 8	1	0	1	0	0	1
PLAN 9	0	0	0	0	0	1
PLAN 10	1	0	0	0	0	1

*Nota:* Elaboración propia

#### **4.2.1.2 Selección de padres**

En la tabla 11, se seleccionan los padres correspondientes al algoritmo genético(AG) desarrollado, consiste en la extracción de cuatro (4) individuos de la población inicial, con base en un criterio de programación que consiste en el 40 % de la población inicial, este porcentaje está a criterio del programador, pero siempre se debe procurar por generar una población par, esto con el ánimo de que al momento de desarrollar la recombinación de padres, esta se de manera más rápida y efectiva pues las combinaciones serán exactas, se identifican estos padres a través de diferentes colores (azul, violeta, morado, crema).

**Tabla 11: Selección de padres para la aplicación del algoritmo genético (AG)**

<b>PADRES</b>						
Plan	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4	NODO 5	NODO 6
PLAN 1	1	0	0	0	0	1
PLAN 2	1	0	1	0	0	0
PLAN 3	1	0	0	0	0	0
PLAN 4	1	1	1	0	0	1

*Nota:* Elaboración propia

#### **4.2.1.3 Combinación de padres**

En la tabla 12, los padres ganadores son recombinados mediante, el cruce de sus genes a partir de un único punto de cruce elegido en el 50% de su longitud. Este cruce de cromosomas genera un intercambio de material genético que da origen a cuatro (4) nuevos individuos que corresponden a los hijos o descendientes y la población total a la cual aplicar el AG se completara aleatoriamente hasta tener los 10 planes requeridos en la configuración inicial del algoritmo, garantizando que no se repitan.

**Tabla 12: Combinación de padres para la aplicación del Algoritmo Genético (AG)**

<b>GENERACIÓN (DESCENDENCIA)</b>						
Plan	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4	NODO 5	NODO 6
PLAN 1	1	0	0	0	0	0
PLAN 2	1	0	0	0	0	1
PLAN 3	1	0	1	0	0	1
PLAN 4	1	1	1	0	0	0
PLAN 5	1	1	0	1	0	1
PLAN 6	1	1	1	0	0	1
PLAN 7	1	1	1	1	1	0
PLAN 8	1	0	1	0	0	1
PLAN 9	1	0	1	1	0	1
PLAN 10	1	1	0	1	1	0

*Nota:* Elaboración propia

#### 4.2.1.4 Mutación

En la tabla 10, correspondiente a la etapa final o mutación en la cual alguno de sus componentes sufre una alteración y consiste en cambiar su estado actual en una posición específica, es decir, si un proyecto está activo y esta posición es seleccionada para mutación, entonces este se inactivará y viceversa el algoritmo está programado para que mute en un 90 % de las veces.

**Tabla 13: Mutación de genes para la aplicación del algoritmo genético (AG)**

<b>GENERACIÓN (DESCENDENCIA)</b>						
<b>Plan</b>	<b>NODO 1</b>	<b>NODO 2</b>	<b>NODO 3</b>	<b>NODO 4</b>	<b>NODO 5</b>	<b>NODO 6</b>
PLAN 1	1	0	0	0	0	0
PLAN 2	1	0	0	0	0	1
PLAN 3	1	0	1	0	0	1
PLAN 4	1	1	1	0	0	0
PLAN 5	1	1	0	1	0	1
PLAN 6	1	1	1	0	1	1
PLAN 7	1	1	1	1	1	0
PLAN 8	1	0	1	0	0	1
PLAN 9	1	0	1	1	0	1
PLAN 10	1	1	0	1	1	0

*Nota:* Elaboración propia

#### 4.3 Población total a la cual aplicar el AG

En la tabla 14, los individuos generados durante el proceso de selección, combinación y mutación, pasan a la etapa de evaluación, con la cual se les asigna su función objetivo, una vez se conoce esta es comparada con la función objetivo de todos los individuos contenidos en la población, si su función objetivo es mejor

que el peor individuo de la población, este es reemplazado, todo esto dentro del proceso de iteración predeterminado.

El proceso descrito en las etapas anteriores, es repetido durante un número de iteraciones predefinido que para el ejemplo fue de 10 iteraciones, el cual garantiza que se ha explorado la población inicial en todas sus posibles soluciones y se ha encontrado la mejor, o el óptimo local.

**Tabla 14: Población final para la aplicación del algoritmo genético (AG)**

<b>GENERACIÓN (DESCENDENCIA)</b>						
<b>Plan</b>	<b>NODO 1</b>	<b>NODO 2</b>	<b>NODO 3</b>	<b>NODO 4</b>	<b>NODO 5</b>	<b>NODO 6</b>
PLAN 1	1	0	0	0	0	0
PLAN 2	1	0	0	0	0	1
PLAN 3	1	0	1	0	0	1
PLAN 4	1	1	1	0	0	0
PLAN 5	1	1	0	1	0	1
PLAN 6	1	1	1	0	1	1
PLAN 7	1	1	1	1	1	0
PLAN 8	1	0	1	0	0	1
PLAN 9	1	0	1	1	0	1
PLAN 10	1	1	0	1	1	0

*Nota:* Elaboración propia

#### **4.4 Resultados de la aplicación del AG**

En la tabla 12, se muestran los resultados finales de la aplicación del algoritmo genético (AG) desarrollado a la población seleccionada, en él se resalta en rojo la mejor combinación generada, lo que permite evidenciar que el mejor plan es el correspondiente a la combinación 1 0 0 0 0 1, encontrando la función objetivo para este combinatorio con los siguientes resultados:

Usuarios Ganador	VR Pérdidas	VR VPN
67	\$ 80,288,395.20	\$ 48,654,908.98

Se evidencia entonces que ambos métodos nos generan la misma solución.

**Tabla 15: Resultados de la aplicación del algoritmo genético (AG)**

Plan	NODO 1	NODO 2	NODO 3	NODO 4	NODO 5	NODO 6
PLAN 1	1	0	0	0	0	0
PLAN 2	1	0	0	0	0	1
PLAN 3	1	0	1	0	0	1
PLAN 4	1	1	1	0	0	0
PLAN 5	1	0	1	0	0	0
PLAN 6	0	0	0	0	0	1
PLAN 7	1	0	1	1	1	0
PLAN 8	0	0	0	1	1	1
PLAN 9	1	1	1	0	1	1
PLAN 10	0	0	1	0	0	1

*Nota:* Elaboración propia

## CAPÍTULO 5

*En este capítulo se presenta los resultados obtenidos a través de la implementación de la metodología propuesta para la determinación de usuarios a recibir un sistema de medida inteligente en una empresa de distribución eléctrica, el cual se ha desarrollado a través de una técnica de optimización como es el algoritmo genético (AG).*



## **5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS PARA LA METODOLOGÍA DESARROLLADA**

### **5.1 Simulación y resultados para la metodología propuesta**

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a través de la implementación de la metodología propuesta para la determinación de usuarios a recibir un sistema de medida eléctrica inteligente en una empresa de OR, la cual se desarrolló sobre una técnica de optimización conocida como algoritmo genético (AG), la función de optimización y las funciones que cargan los datos de problema que se implementaron en el algoritmo genético (AG) fueron desarrolladas sobre el software Excel y con el lenguaje de programación Visual Basic.

De las bases de datos de CHEC se selecciona como modelo de prueba el municipio de Villamaría con todos los datos relacionados al consumo de sus nodos o transformadores, direcciones de usuarios, N° Transformadores, pérdidas asociadas, consumos, indicadores, y demás que se encuentran relacionados en dichas bases de datos, estos nodos surtirán los pasos propuesto en la metodología desarrollada con la aplicación del algoritmo genético (AG) propuesto (tabla 16).

Para probar el algoritmo implementado se dispone de una base de datos suministrada por la empresa distribuidora CHEC, que está conformado por 66 circuitos de distribución de baja tensión, con una totalidad de usuarios involucrados de 6.071, con unas pérdidas de energía que ascienden a \$ 25.204.088 pesos, el valor presente neto global corresponde a \$ 55.136.890 pesos

y el presupuesto disponible (restricción) para la realización de este proyectos es \$ 161.2000.000, 00.

El problema a resolver busca encontrar la combinación más adecuada entre inversión, perdidas y usuarios de tal manera que se garantice maximizar los beneficios para el inversionista (CHEC) con la restricción presupuestal fijada por una disponibilidad de recursos monetarios, teniendo en cuenta, además, condiciones de tipo normativo, que permitan seleccionar los usuarios a recibir la infraestructura de Medida Avanzada (AMI), asociados a los nodos del municipio de Vilamaria.

El desarrollo computacional de la metodología propuesta fue probada en un computador Intel Core i3 con 4GB de RAM y sistema operativo Windows 7 Professional.

Dado que la función objetivo en este trabajo está asociada a tres factores fundamentales que determinan la tendencia en la inversión, como lo son la maximización del valor presente neto, la maximización del número de usuarios atendidos y la maximización de la energía recuperada, se combinan los tres factores que determinan la tendencia de inversión.

El análisis propuesto pretende generar una idea general de las consideraciones que debe tener en cuenta una empresa de distribución para la toma de decisiones de inversión, en el área de la medida eléctrica basadas en condiciones particulares de operación y de las políticas regulatorias del sector.

## **5.2 Aplicación al sistema de prueba (municipio de Villamaría, Caldas)**

En la tabla 16, se recopila la información de las bases de datos de CHEC, se presentan los aspectos básicos que deben ser considerados en la aplicación del algoritmo genético (AG), para lo cual cada una de las columnas muestra los conceptos iniciales a ser tenidos en cuenta en el funcionamiento del algoritmo para la toma de decisiones de inversión.

La figura 10, muestra la base de datos correspondientes a la ubicación de los transformadores urbanos del municipio de Villamaría objeto de la aplicación.

### 5.2.1 Base de datos inicial municipio de Villamaría

Corresponde a la información relacionada con el municipio de Villamaría en la que se relacionan los 66 transformadores urbanos y sus 6071 usuarios, con sus respectivas direcciones, pérdidas y VPN.

**Tabla 16: Base de datos inicial Municipio de Villamaria**

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	USUARIOS TOTALES	USUARIOS COMERCIALES	USUARIOS RESIDENCIALES	PERDIDAS NO TÉCNICAS MES [\$]	VPN (PROYECTO)
CENTRO	VILLAMARIA	M14022	URBANIZACION LA ISABELA	U	87	7	0	\$ 234,361.92	\$ 244,061.09
CENTRO	VILLAMARIA	M23009	CRA 6A # 21B-21	U	238	2	22	\$ 887,835.52	\$ 1,785,625.43
CENTRO	VILLAMARIA	M23251	Cra 6 # 8-30	U	91	56	-49	\$ 248,060.80	\$ 398,233.45
CENTRO	VILLAMARIA	M23253	CRA 6 CLL 7	U	163	53	-40	\$ 456,876.16	\$ 696,717.68
CENTRO	VILLAMARIA	M23271	CRA 6 CLL 12	U	124	1	5	\$ 213,998.72	\$ 356,819.72
CENTRO	VILLAMARIA	M23284	Cra 6 # 16-08	U	60	3	5	\$ 284,714.56	\$ 468,814.92
CENTRO	VILLAMARIA	M23408	CRA 4 CLL 14	U	136	10	1	\$ 375,053.12	\$ 459,717.86
CENTRO	VILLAMARIA	M23486	CRA 6A # 18D-03	U	119	6	0	\$ 196,597.44	\$ 160,979.16
CENTRO	VILLAMARIA	M23762	Cll 6 Cra 5	U	106	31	-22	\$ 302,856.32	\$ 331,055.37

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	USUARIOS TOTALES	USUARIOS COMERCIALES	USUARIOS RESIDENCIALES	PERDIDAS NO TÉCNICAS MES [\$]	VPN (PROYECTO)
CENTRO	VILLAMARIA	M23763	Cra 5 # 14-34	U	39	0	7	\$ 227,697.60	\$ 169,058.32
CENTRO	VILLAMARIA	M24014	CLL3 NRO 10 62	U	1	0	1	\$ 758,621.76	\$ 8,195,881.37
CENTRO	VILLAMARIA	M24027	CRA 17A CLL 2	U	63	1	8	\$ 318,036.16	\$ 501,895.01
CENTRO	VILLAMARIA	M24031	CRA 11A CLL 1A	U	79	0	6	\$ 205,853.44	\$ 265,149.67
CENTRO	VILLAMARIA	M24035	CRA 10 CLL 1A	U	63	3	4	\$ 233,251.20	\$ 231,560.63
CENTRO	VILLAMARIA	M24040	CLL 6 CRA 15A	U	83	23	62	\$ 573,501.76	(\$ 22,609,963.99)
CENTRO	VILLAMARIA	M24042	CLL 4 CRA 17	U	59	0	7	\$ 256,946.56	\$ 498,237.14
CENTRO	VILLAMARIA	M24044	CLL 5 CRA 15	U	86	14	-8	\$ 209,185.60	\$ 302,651.05
CENTRO	VILLAMARIA	M24050	CLL 6 CRA 14A	U	50	1	49	\$ 351,357.76	(\$ 13,142,374.96)
CENTRO	VILLAMARIA	M24051	CLL 6 CRA 13A	U	81	4	3	\$ 236,213.12	\$ 264,895.19
CENTRO	VILLAMARIA	M24059	CLL 6A CRA 16A	U	62	2	6	\$ 291,749.12	\$ 547,984.51
CENTRO	VILLAMARIA	M24067	CALLCENTER VILLAMARIA	U	1	1	0	\$ 855,994.88	\$ 9,291,755.16
CENTRO	VILLAMARIA	M24079	CLL 5 CRA 13	U	80	20	-9	\$ 392,454.40	\$ 655,558.42

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	USUARIOS TOTALES	USUARIOS COMERCIALES	USUARIOS RESIDENCIALES	PERDIDAS NO TÉCNICAS MES [\$]	VPN (PROYECTO)
CENTRO	VILLAMARIA	M24081	CRA 12A NO 6 - 04	U	121	11	-2	\$ 322,108.80	\$ 547,730.04
CENTRO	VILLAMARIA	M24085	CLL 7 NO 13 - 22	U	133	1	8	\$ 302,486.08	\$ 326,888.55
CENTRO	VILLAMARIA	M24088	VILLA MARIA	U	110	2	108	\$ 966,696.64	(\$ 26,733,144.45)
CENTRO	VILLAMARIA	M24098	CRA 10 CLL 14 VILLA MARIA	U	98	17	-7	\$ 342,842.24	\$ 439,138.23
CENTRO	VILLAMARIA	M24099	CLL 5 CRA 2	U	94	0	10	\$ 360,984.00	\$ 643,312.43
CENTRO	VILLAMARIA	M24101	CLL 5A 9 61 BL 12 APT 104	U	89	0	7	\$ 248,431.04	\$ 402,400.27
CENTRO	VILLAMARIA	M24110	CRA 9 CLL 6 Y 7	U	92	8	0	\$ 288,046.72	\$ 506,316.31
CENTRO	VILLAMARIA	M24116	CRA 10 CLL 6	U	89	9	5	\$ 488,346.56	\$ 708,963.67
CENTRO	VILLAMARIA	M24124	CLL 8 CRA 4	U	55	26	-18	\$ 293,970.56	\$ 572,985.43
CENTRO	VILLAMARIA	M24127	CRA 9 CLL 8	U	43	1	7	\$ 274,347.84	\$ 352,143.95
CENTRO	VILLAMARIA	M24149	CLL 6 CRA 11 40	U	4	4	0	\$ 831,188.80	\$ 7,986,776.93
CENTRO	VILLAMARIA	M24153	CLL 6A CRA 10	U	87	3	4	\$ 242,877.44	\$ 339,897.96
CENTRO	VILLAMARIA	M24168	CRA 8 CLL 6	U	90	17	-1	\$ 570,169.60	\$ 945,963.49

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	USUARIOS TOTALES	USUARIOS COMERCIALES	USUARIOS RESIDENCIALES	PERDIDAS NO TÉCNICAS MES [\$]	VPN (PROYECTO)
CENTRO	VILLAMARIA	M24172	CRA 6 CLL11	U	54	6	47	\$ 380,236.48	(\$ 13,843,164.22)
CENTRO	VILLAMARIA	M24180	CRA 7 CLL 10	U	162	3	3	\$ 205,483.20	\$ 260,982.85
CENTRO	VILLAMARIA	M24185	CRA 7 CLL 9	U	193	10	4	\$ 509,820.48	\$ 950,639.25
CENTRO	VILLAMARIA	M24189	Cra 6c # 15a-02	U	72	0	7	\$ 250,282.24	\$ 423,234.37
CENTRO	VILLAMARIA	M24190	CRA 8 CLL 8A	U	98	3	4	\$ 251,392.96	\$ 435,734.83
CENTRO	VILLAMARIA	M24193	CLL 11 CRA 4Y5	U	129	42	-35	\$ 235,842.88	\$ 260,728.37
CENTRO	VILLAMARIA	M24194	CLL 11 CRA 4	U	170	30	-19	\$ 382,457.92	\$ 543,054.27
CENTRO	VILLAMARIA	M24200	CLL 11 CRA 2A	U	92	2	6	\$ 278,420.48	\$ 397,978.97
CENTRO	VILLAMARIA	M24205	CRA 10 CLL 7	U	250	10	13	\$ 848,960.32	\$ 1,690,043.03
CENTRO	VILLAMARIA	M24209	CRA 3 CLL 10	U	154	15	-3	\$ 417,630.72	\$ 596,968.46
CENTRO	VILLAMARIA	M24211	CRA 3 CLL 9	U	142	43	-35	\$ 287,676.48	\$ 502,149.49
CENTRO	VILLAMARIA	M24212	CLL 10A CRA 10	U	69	2	4	\$ 222,144.00	\$ 448,489.77
CENTRO	VILLAMARIA	M24226	CLL 2 CRA 8A	U	63	2	6	\$ 268,424.00	\$ 285,474.82
CENTRO	VILLAMARIA	M24227	CLL 2 CRA 8B	U	70	0	7	\$ 252,133.44	\$ 444,068.47

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	USUARIOS TOTALES	USUARIOS COMERCIALES	USUARIOS RESIDENCIALES	PERDIDAS NO TÉCNICAS MES [\$]	VPN (PROYECTO)
CENTRO	VILLAMARIA	M24228	CLL 2 CRA 8	U	97	0	8	\$ 259,908.48	\$ 189,637.95
CENTRO	VILLAMARIA	M24233	BARRIO SANTA ANA	U	110	1	117	\$ 856,735.36	(\$ 30,706,160.14)
CENTRO	VILLAMARIA	M24236	CRA 3 CLL 8	U	56	0	6	\$ 197,708.16	\$ 173,479.62
CENTRO	VILLAMARIA	M24239	CRA 7 CLL 6	U	70	8	-2	\$ 212,888.00	\$ 344,319.26
CENTRO	VILLAMARIA	M24240	URB CIUDAD JARDIN	U	77	2	7	\$ 320,998.08	\$ 535,229.58
CENTRO	VILLAMARIA	M24307	B STA ANA	U	106	0	113	\$ 867,102.08	(\$ 28,879,820.40)
CENTRO	VILLAMARIA	M24314	CLL 9A CRA 1B	U	96	3	8	\$ 397,637.76	\$ 713,893.91
CENTRO	VILLAMARIA	M24329	CLL 7B CRA 1 Y 1A	U	60	2	5	\$ 227,327.36	\$ 164,891.50
CENTRO	VILLAMARIA	M24342	CRA 3 CLL 5A	U	61	2	6	\$ 269,164.48	\$ 293,808.46
CENTRO	VILLAMARIA	M24351	CRA 19A CLL 7	U	119	3	7	\$ 369,869.76	\$ 743,316.13
CENTRO	VILLAMARIA	M24357	CRA 18 CLL 6B	U	54	0	6	\$ 195,486.72	\$ 148,478.69
CENTRO	VILLAMARIA	M24360	CRA 16A CLL 6A	U	43	0	43	\$ 571,280.32	(\$ 8,273,747.34)
CENTRO	VILLAMARIA	M24399	CLL 13 CRA 3 VILLA MARIA	U	92	8	4	\$ 424,665.28	\$ 676,138.05



ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	USUARIOS TOTALES	USUARIOS COMERCIALES	USUARIOS RESIDENCIALES	PERDIDAS NO TÉCNICAS MES [\$]	VPN (PROYECTO)
CENTRO	VILLAMARIA	M24405	CLL 14 N° 2-32	U	94	9	-3	\$ 191,043.84	\$ 98,476.85
CENTRO	VILLAMARIA	M25450	CLL 3 CRA 4	U	109	2	10	\$ 423,554.56	\$ 663,637.59
CENTRO	VILLAMARIA	M25458	CR 6 CANCHA	U	132	2	19	\$ 767,877.76	\$ 1,461,376.85
CENTRO	VILLAMARIA	M25463	Polideportivo Mpal	U	1	1	0	\$ 216,220.16	\$ 2,091,489.40

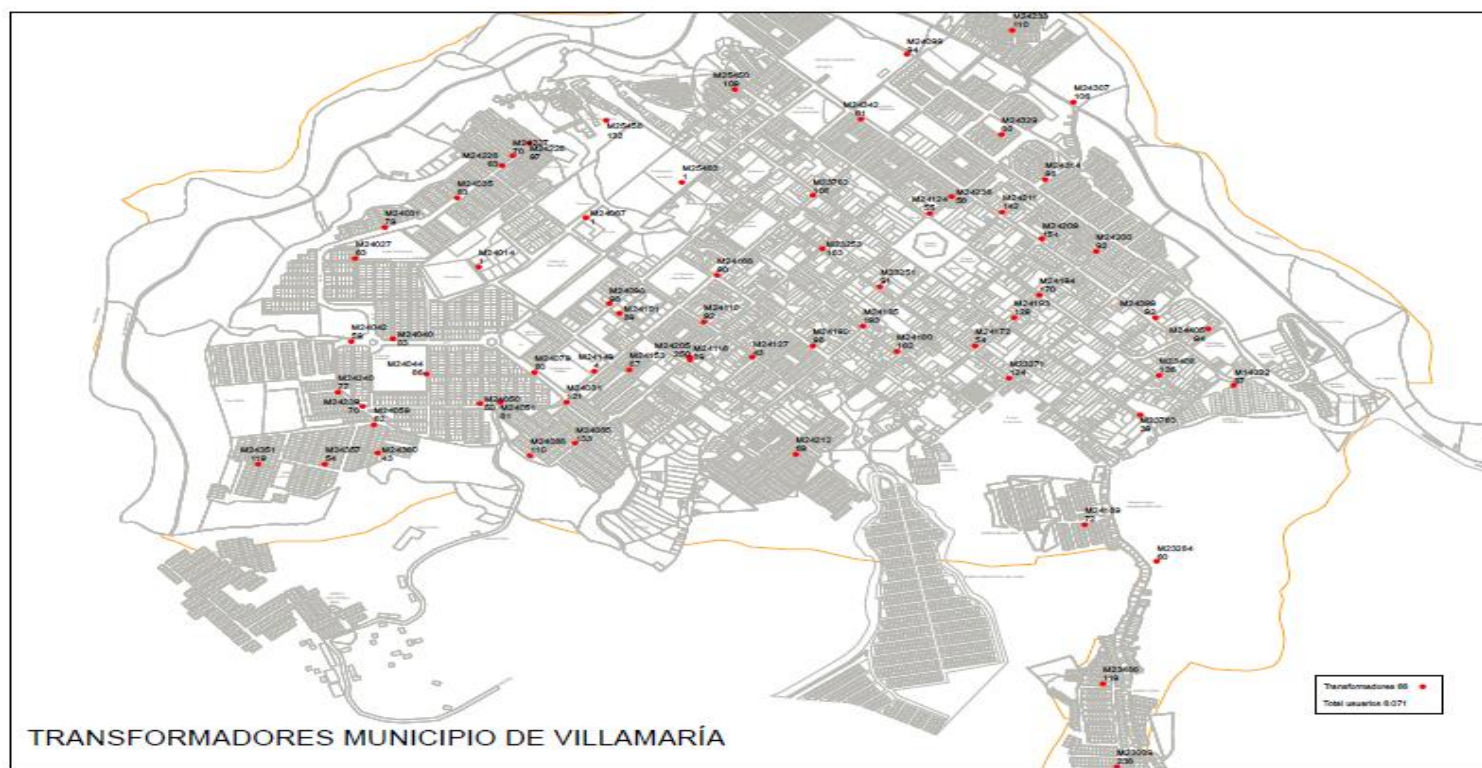
TOTAL	\$ 6,071.00	\$ 548.00	\$ 542.00	\$ 25,204,088.00	\$ 55,136,889.22
-------	-------------	-----------	-----------	------------------	------------------

Nota: Elaboración propia

## 5.2.2 Plano general del municipio de Villamaría con todos los transformadores

Corresponde a la ubicación física de los transformadores urbanos del municipio de Villamaría objeto de la aplicación.

**Figura 9: Representación física de los transformadores urbanos en el municipio de Villamaría**



*Figura 10: Elaboración propia*

### 5.2.3 Aplicación del algoritmo

En la tabla 17, se consignan los parámetros iniciales del algoritmo para su posterior aplicación, se utilizan los resultados obtenidos en el anexo 2 y corresponden a número de iteraciones y tamaño de la población.

**Tabla 17: Datos de entrada para la aplicación del algoritmo genético (AG)**

DATOS DE ENTRADA	
RESTRICCION N° 1 USUARIOS CUBIERTOS	400
COSTO POR MEDIDOR	\$ 403,000.00
PRESUPUESTO	\$ 161,200,000.00

INFORMACIÓN DEL SISTEMA ANÁLIZADO	
Cantidad de Nodos	66
Cantidad total de usuarios	6071
Valor Pérdidas [Mes]	\$ 25,204,088.00

PÁRAMETROS ALGORITMO	
Iteraciones	100
Tamaño Población	20

*Nota:* Elaboración propia

### 5.3 Análisis al modelo de prueba

Los resultados alcanzados en este escenario se presentan en la tabla 18, en esta se puede observar claramente que en lo referente a la maximización del VPN esta asciende a \$ 42.981.703,98, valor muy representativo para CHEC pues se cumple con el WACC (costo promedio del capital) de la empresa y adicionalmente se genera una renta extra correspondiente a este valor, luego comparándolo con el VPN total del proyecto que corresponde a \$ 55.136.889,22 su porcentaje de inversión es de 77.95%, lo que garantiza una adecuada utilización de los recursos, referente a los usuarios de los 6071 que se podían atender, se da una cobertura a 288 usuarios de los cuales se tiene 113 residenciales que corresponden a un 39.2 % y 175 comerciales que corresponden a un 60.8 %, esto genera una cobertura acertada pues donde se presentan más pérdidas no técnicas es en los usuarios comerciales y finalmente se calcula una recuperación en pérdidas de \$ 12.660.356,80 pesos, equivalente a un 50.2% del total de las pérdidas estimadas por CHEC para ese municipio en el periodo evaluado ( marzo 2016), y que ascienden a \$ 25,204,088 pesos, valor representativo para el proceso interno que se tiene en CHEC con respecto a las perdidas, por último se seleccionan 35 nodos de un total de 66 lo que corresponde a un 53 %, esto nos permite tener una muestra representativa apropiada.

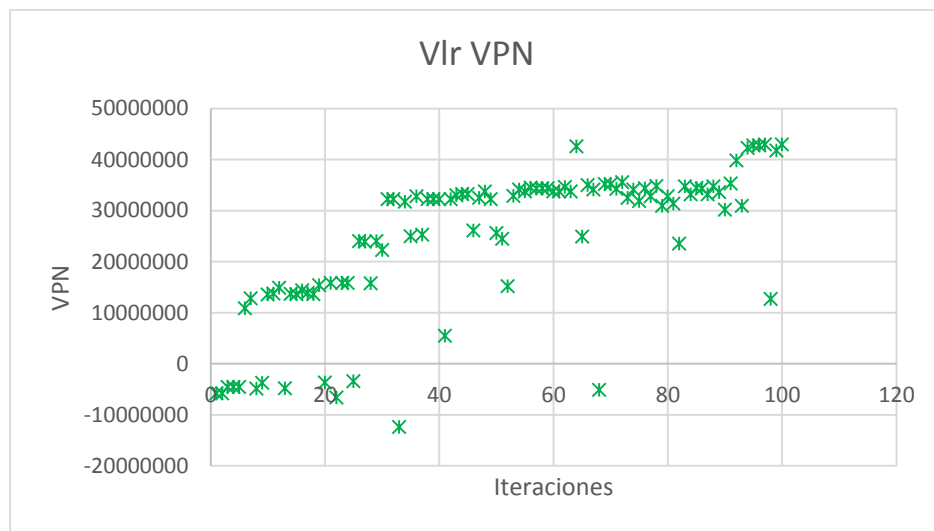
**Tabla 18: Resultados obtenidos de la aplicación del algoritmo genético (AG)**

RESULTADOS OBTENIDOS	
<b>Cantidad Nodos Plan Seleccionado</b>	<b>35</b>
<b>Cantidad usuarios (Plan Seleccionado)</b>	<b>288</b>
Cantidad usuarios Residenciales	113
Cantidad usuarios Comerciales	175
% Usuarios a instalar medidores	4.7%
<b>Vlr Pérdidas recuperadas</b>	<b>\$ 12,660,356.80</b>
% Pérdidas recuperadas	50.2%
<b>VPN</b>	<b>\$ 42,981,703.98</b>
tiempo computacional [s]	1504.83

*Nota:* Elaboración propia

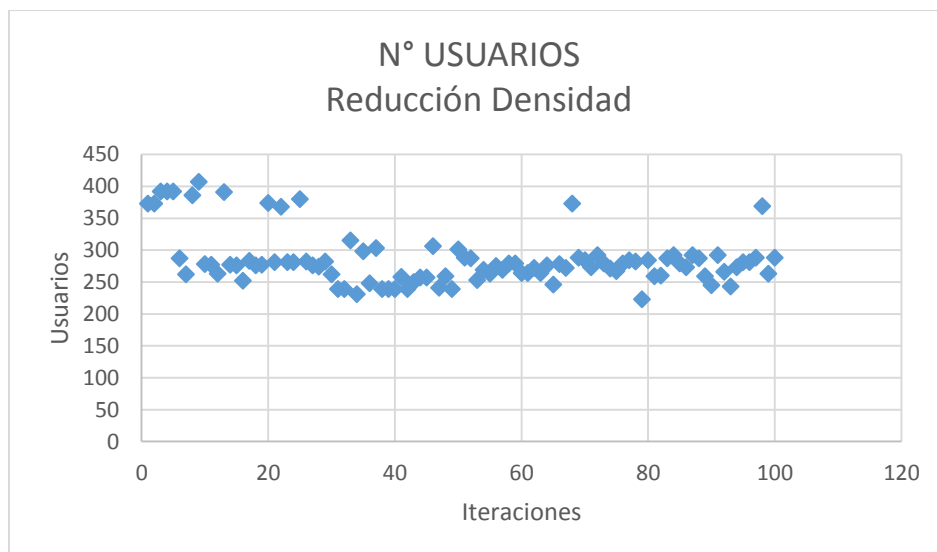
Finalmente, en las figuras 11, 12, 13 y 14 se representan los comportamientos del VPN, usuarios, pérdidas y Función Objetivo vs las iteraciones, se observa como estas variables mejoran a medida que avanzan los ciclos generacionales, para obtener este comportamiento se emplearon 100 iteraciones y se muestra que el óptimo es alcanzado alrededor de la iteración 60.

**Figura 10: Representación del VPN vs Iteraciones**



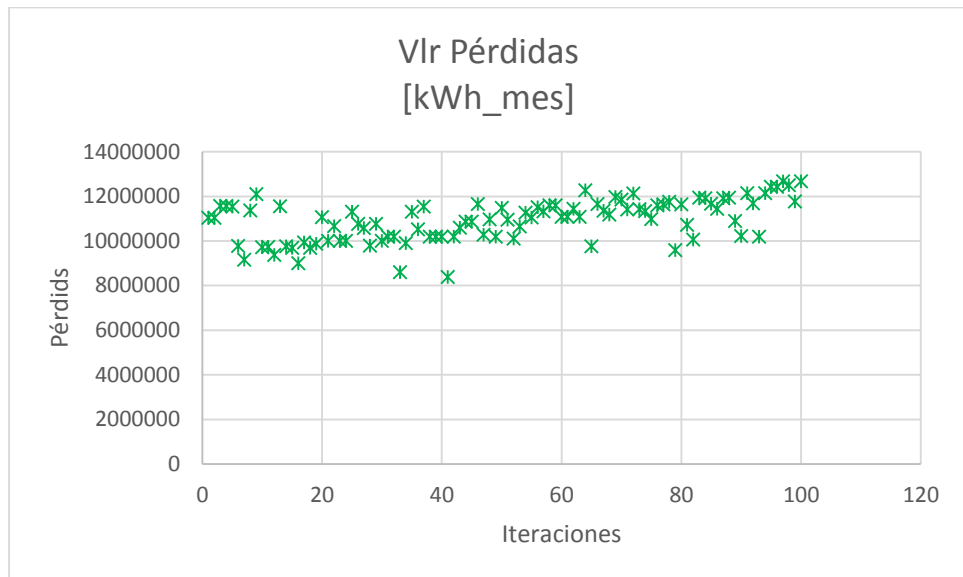
*Figura 11: Elaboración propia*

**Figura 11: Representación de los usuarios vs Iteraciones**



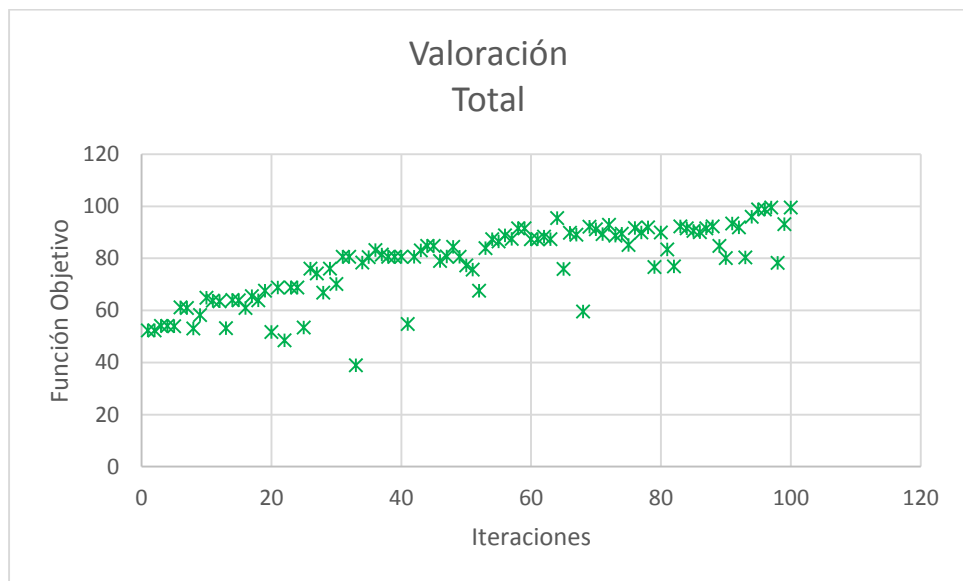
*Figura 12: Elaboración propia*

**Figura 12: Representación de las perdidas vs Iteraciones**



*Figura 13: Elaboración propia*

**Figura 13: Representación de la Función Objetivo vs Iteraciones**

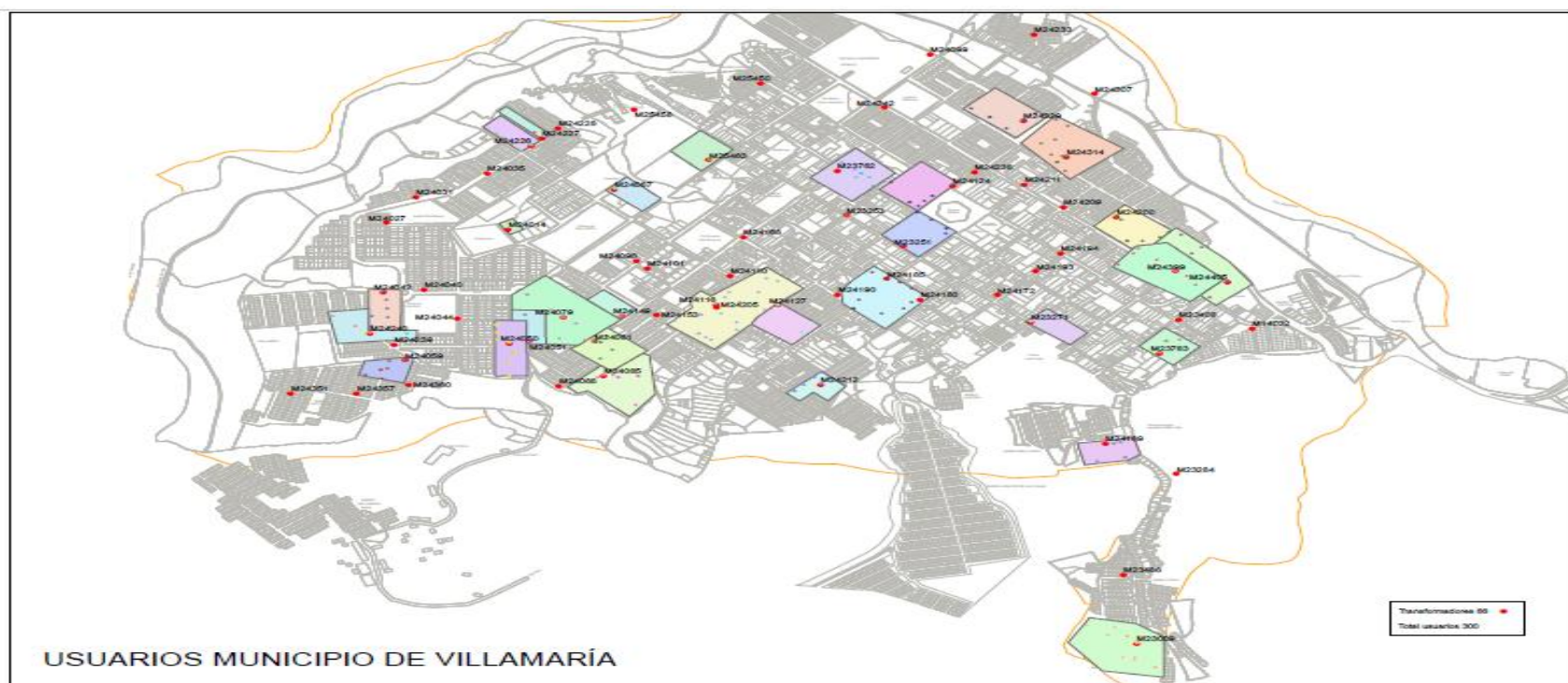


*Figura 14: Elaboración propia*

### 5.3.1 Plano general del municipio de Villamaría con los transformadores seleccionados

Corresponde a la ubicación física de los transformadores urbanos del municipio de villamaría seleccionados después de la aplicación del algoritmo genético desarrollado.

**Figura 14: Representación física de los transformadores seleccionados en el municipio de Villamaría**



*Figura 15: Elaboración propia*

## **CAPÍTULO 6**

*Se presentan las conclusiones generales a la metodología propuesta, se realizan las recomendaciones para trabajos futuros.*



## **6. CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS**

En el presente documento, se describen las conclusiones al trabajo realizado, la manera en que se cumplen los objetivos propuestos.

### **6.1 Conclusiones generales**

En el presente trabajo se ha ilustrado una nueva alternativa tecnológica la infraestructura de Medida Avanzada (AMI), que permitirá reemplazar la tradicional forma de medir los consumos eléctricos, principalmente los residenciales. La revisión bibliográfica permite señalar que los beneficios obtenidos a la implementación de esta nueva tecnología superan ampliamente los costos asociados en su instalación y funcionamiento, toda vez que estos costos han bajado periódicamente en el tiempo y adicionalmente, se han identificado los potenciales que se generan con la cantidad de nueva y mejor información acerca de la demanda.

Se determinan una serie de potenciales beneficios en el mercado eléctrico, debido a los nuevos sistemas de medición, específicamente en el proceso de distribución de energía eléctrica, generando ahorros en las labores de medición, atención a clientes y facturación, logrando también, tener menores pérdidas no técnicas debido a la capacidad de detección de fraude que se alcanza con el adecuado manejo de la información suministrada y los sistemas implementados.

Se cita la facilidad de obtención de los datos a través de los dispositivos AMI, permiten describir el comportamiento de los usuarios entendiendo los requerimientos de la infraestructura de comunicaciones bidireccionales. Es así como la industria de las telecomunicaciones ha sufrido profundos cambios que han optimizado su desempeño, y han permitido los desarrollados de modelos de arquitectura nuevas que se proyectan como instrumentos de las redes eléctricas para su entendimiento y control.

Se determina la metodología que permitirá a las empresas de distribución eléctrica seleccionar los usuarios a recibir la infraestructura de Medida Avanzada (AMI), soportándose sobre el algoritmo genético (AG).

Se desarrolla el algoritmo genético que servirá como herramienta clave en el procedimiento de selección de usuarios.

Al objetivos específico 1, Establecer los criterios de optimización, se logra determinar y definir los diferentes criterios que permiten desarrollar el algoritmo genético (AG), que servirá como herramienta para la aplicación de la metodología definida en la selección de usuarios a recibir la infraestructura de Medida Avanzada (AMI), se cumplen las metas trazadas inicialmente en lo referente a determinar estos criterios los cuales tiene una relación directa con las variables que se combinaran en el desarrollo del algoritmo propuesto, es así como las pérdidas de energía eléctrica, la inversión en el proyecto y los usuarios permitieron identificar estos criterios, los cuales entre otros tiene que ver con pérdidas técnicas y no técnicas, perdidas por transformador, usuarios

residenciales, comerciales e industriales, consumos, revisiones, presupuestos, tasas de inversión, valor de equipos de medida y demás, estas variables con sus restricciones y posterior criterios de aplicación, se soporta en las normativas emitidas por el regulador, los usuario y las políticas del inversionista, además estos criterios tendrán una influencia técnica financiera en la forma de desarrollar los procedimientos entre otros de lectura, corte y reconexión al interior de la organización.

Al objetivo específico 2: Implementar la metodología propuesta mediante una simulación en la localización óptima de medidores eléctricos, en el capítulo 3 se desarrolla la metodología utilizada en la determinación de usuarios a recibir la infraestructura de Medida Avanzada (AMI), desde el análisis bibliográfico se logra determinar la necesidad de automatizar esta metodología bajo técnicas eficientes, para lo cual se elabora una aplicación que adopta un algoritmo genético (AG) como herramienta de soporte a esta metodología, adicionalmente, se determina la importancia de las técnicas de optimización en los procesos de planeamiento y asignación de recursos como medida de mejoramiento a estos, se logra determinar una eficiencia técnico-económica para resolver problemas de priorizaciones de inversión, se mejoraran los tiempos computacionales comparado con técnicas exactas.

Al objetivo específico 3: Aplicar la metodología de ubicación óptima de medidores a un caso real, se probó satisfactoriamente la metodología para determinar los usuarios a recibir una infraestructura de Medida Avanzada (AMI), se consultan las bases de datos en CHEC y se seleccionan el municipio de villamaria con sus 66 nodos de baja tensión y usuarios asociados, se aplica la metodología y el algoritmo genético (AG) desarrollado, lográndose obtener resultados como una recuperación del 50,2% de las

perdidas reportadas para ese municipio en el periodo evaluado, se impactan 113 usuarios residenciales y 175 comerciales con el reporte de las mayores pérdidas en este municipio, se logra un 77,95% de la utilización del VPN dado para este proyecto, se involucran en los resultados el 53% del total de nodos a analizar, los cuales se plasman en el capítulo 5 “ Simulación y resultados para la metodología desarrollada”, se evidencia la eficiencia del método y lo útil para posibles desarrollos futuros y aplicaciones al interior de la organización.

## **6.2 Futuros desarrollos**

- Desarrollar técnicas o métodos que permitan cuantificar o calificar los beneficios medioambientales producto del fomento de una conducta eficiente en los consumidores eléctricos.
- Definición normativa y regulatoria que se tendrá con la masificación de los usuarios con medida inteligente en Colombia.
- Estudio de las arquitecturas de las redes de acceso en telecomunicaciones que se tendrán para transmitir la información que se obtendrá de los nuevos equipos de medida y que se deberán reportar a un centro de medida.

## **7. ANEXOS**

### **7.1 Anexo 1: Bloques del algoritmo correspondiente al modelo conceptual para determinar los usuarios a recibir un sistema de medida inteligente en una empresa de distribución eléctrica**

Se presentan a continuación los bloques del algoritmo:

Application.ScreenUpdating = False

Application.Calculation = xlCalculationManual

Application.EnableEvents = False

ActiveSheet.DisplayPageBreaks = False

Fila\_Inic2 = 92

Col\_Inic2 = 4

Col\_Fin2 = 69

Worksheets ("RESUMEN").Activate

Cells.Find(What:="Iteraciones",After:=ActiveCell,LookIn:=xlFormulas,

LookAt:=xlPart,SearchOrder:=xlByRows,SearchDirection:=xlNext, MatchCase:=False,

Search Format:=False).Activate

Cant\_Filas = Cells (ActiveCell.Row - 1, ActiveCell.Column)

Fila\_Inic\_Nva = ActiveCell.Row + 1 + Cant\_Filas

Col\_Inic\_Nva = ActiveCell.Column

tam\_pobl\_Inic = tam\_pobl

,

Call TODO\_Mod6

,

'Iteraciones

Worksheets ("AG").Activate

Cells (Fila\_Inic2 - 2, Col\_Inic2 - 3).Copy

Worksheets("RESUMEN").Activate

,

Range ("E4").Select

Cells (Fila\_Inic\_Nva, Col\_Inic\_Nva).Select

Selection.PasteSpecial Paste: =xlPasteValues, Operation: =xlNone,

SkipBlanks \_

: =False, Transpose: =False

'Tamaño Población

Worksheets ("AG").Activate

Cells (Fila\_Inic2 - 4, Col\_Inic2 - 2).Copy

Worksheets ("RESUMEN").Activate

,

Range ("E4").Select

Cells (Fila\_Inic\_Nva, Col\_Inic\_Nva + 1).Select

Selection.PasteSpecial Paste: =xlPasteValues, Operation:=xlNone,

SkipBlanks \_

```

:=False, Transpose:=False

'Tiempo

Worksheets ("AG").Activate

Cells (Fila_Inic2 - 1, Col_Inic2 - 3).Cop

Worksheets ("RESUMEN").Activate

'
    Range ("E4").Select

    Cells (Fila_Inic_Nva, Col_Inic_Nva + 2).Select

    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone,
SkipBlanks _

:=False, Transpose:=False

'Usuarios Ganador (TOTAL)

Worksheets ("GANADORES").Activate

Cells (Fila_Inic2 - 4, Col_Fin2 + 1).Copy

Worksheets ("RESUMEN").Activate

'
    Range ("L4").Select

    Cells (Fila_Inic_Nva, Col_Inic_Nva + 3).Select

    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone,
SkipBlanks _

:=False, Transpose:=False

'
    ActiveSheet.Paste

'Usuarios Ganador (Reducidos)

Worksheets ("GANADORES").Activate

Cells (Fila_Inic2 - 4, Col_Fin2 + 2).Copy

```

```

Worksheets ("RESUMEN").Activate

'
    Range ("M4").Select

    Cells (Fila_Inic_Nva, Col_Inic_Nva + 4).Select

    Selection.PasteSpecial Paste: =xlPasteValues, Operation: =xlNone,
SkipBlanks _
    : =False, Transpose: =False

'
    ActiveSheet.Paste

'Pérdidas Ganador

Worksheets ("GANADORES").Activate

    Cells (Fila_Inic2 - 4, Col_Fin2 + 4).Copy

Worksheets ("RESUMEN").Activate

'
    Range ("N4").Select

    Cells (Fila_Inic_Nva, Col_Inic_Nva + 5).Select

    Selection.PasteSpecial Paste: =xlPasteValues, Operation: =xlNone,
SkipBlanks _
    : =False, Transpose: =False

'
    ActiveSheet.Paste

'VPN Ganador

Worksheets ("GANADORES").Activate

    Cells (Fila_Inic2 - 4, Col_Fin2 + 3).Co

Worksheets ("RESUMEN").Activate

'
    Range ("O4").Select

```



```

        Cells (Fila_Inic_Nva, Col_Inic_Nva + 6).Select
        Selection.PasteSpecial Paste: =xlPasteValues, Operation: =xlNone,
SkipBlanks _
        : =False, Transpose: =False
    '        ActiveSheet.Paste
        'PLAN Ganador
        Worksheets ("GANADORES").Activate
        Range (Cells (Fila_Inic2 - 3, Col_Inic2), Cells (Fila_Inic2 - 3,
Col_Fin2)).Copy
        Worksheets ("RESUMEN").Activate
    '        Range ("P4").Select
        Cells (Fila_Inic_Nva, Col_Inic_Nva + 7).Select
        Selection.PasteSpecial Paste: =xlPasteValues, Operation: =xlNone,
SkipBlanks _
        : =False, Transpose: =False
        Worksheets ("RESULTADOS").Activate
        Application.ScreenUpdating = True
        Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
        Application.EnableEvents = True
        ActiveSheet.DisplayPageBreaks = True
        Application.CutCopyMode = False

End Sub

```

## **7.2 Anexo 2: Aplicación del algoritmo A 14 Transformadores en el municipio de Villamaría**

### **Análisis del Algoritmo Genético (AG):**

En las pruebas de implementación del número de iteraciones y el tamaño de población más acordes, las cual se aplicaran posteriormente al algoritmo propuesto en el municipio de villa maría, se realizan diferentes combinaciones de iteraciones y número de individuos (tamaño de población), para un sistema de 14 Nodos de este municipio, obteniendo los siguientes resultados:

Con la base de datos utilizada para el sistema de pruebas (14 Nodos) se espera alcanzar un resultado de cobertura de población óptimo de 120 usuarios (valor de prueba definido), correspondiente al 7,84% de la población de la muestra. En cuanto a las pérdidas, se tiene que el sistema de pruebas presenta unas pérdidas mensuales por valor de \$6.247.429 de los cuales el valor óptimo a recuperar (para los 120 usuarios propuestos) es \$4.439.177, correspondiente al 71% del total.

Se observa que el desempeño más bajo del algoritmo se presenta para el caso de 10 iteraciones y un tamaño de población de 10 individuos, donde la cantidad de usuarios cubiertos es del orden de 5,49% (el óptimo esperado es 7,84%), mientras que las pérdidas recuperadas para este mismo caso son del orden de 51% (el óptimo esperado es 71%), adicionalmente, se puede observar que el algoritmo alcanza los valores óptimos a medida que se incrementa ya sean las iteraciones o el tamaño de la población.

Se puede concluir que entre mayor sea la cantidad de iteraciones independiente del tamaño de la población inicial, mejor será el funcionamiento del AG dado que se tiene una mayor depuración de la población inicial a través de las consecutivas y repetidas acciones de selección, combinación y mutación que permiten una selección de la población más cercana a la solución global.

El tener una población muy cercana al óptimo general nos permite tener los mejores valores de VPN, usuarios y pérdidas, parámetros a combinar y maximizar objeto de este trabajo, con base en esto se determina configurar el algoritmo genético (AG) para el municipio de Villamaría con un total de 100 iteraciones y un tamaño de población inicial de 20.

## Base datos 14 nodos Villamaría.

**Tabla 19: Base datos 14 nodos Villamaria.**

Se muestran los 14 nodos seleccionados con sus respectivos valores de perdidas, usuarios y vpn.

ZONA	MUNICIPIO	NODO	DIRECCION	AREA	N° USUARIOS	PÉRDIDAS [kWh_mes]	VPN
CENTRO	VILLAMARIA	M24153 (N1)	CLL 6A CRA 10	U	87	\$ 242,877.4	\$ 339,897.96
CENTRO	VILLAMARIA	M24168 (N1)	CRA 8 CLL 6	U	94	\$ 570,169.6	\$ 945,963.49
CENTRO	VILLAMARIA	M24172 (N1)	CRA 6 CLL11	U	53	\$ 380,236.5	(\$ 13,843,164.22)
CENTRO	VILLAMARIA	M24180 (N1)	CRA 7 CLL 10	U	188	\$ 205,483.2	\$ 260,982.85
CENTRO	VILLAMARIA	M24205 (N1)	CRA 10 CLL 7	U	255	\$ 848,960.3	\$ 1,690,043.03
CENTRO	VILLAMARIA	M24209 (N1)	CRA 3 CLL 10	U	155	\$ 417,630.7	\$ 596,968.46
CENTRO	VILLAMARIA	M24211 (N1)	CRA 3 CLL 9	U	144	\$ 287,676.5	\$ 502,149.49
CENTRO	VILLAMARIA	M24228 (N1)	CLL 2 CRA 8	U	96	\$ 259,908.5	\$ 189,637.95
CENTRO	VILLAMARIA	M24233 (N1)	BARRIO SANTA ANA	U	118	\$ 856,735.4	(\$ 30,706,160.14)
CENTRO	VILLAMARIA	M24236 (N1)	CRA 3 CLL 8	U	57	\$ 197,708.2	\$ 173,479.62
CENTRO	VILLAMARIA	M24360 (N1)	CRA 16A CLL 6A	U	43	\$ 571,280.3	(\$ 8,273,747.34)
CENTRO	VILLAMARIA	M24399 (N1)	CLL 13 CRA 3 VILLA MARIA	U	100	\$ 424,665.3	\$ 676,138.05
CENTRO	VILLAMARIA	M25458 (N1)	CR 6 CANCHA	U	139	\$ 767,877.8	\$ 1,461,376.85
CENTRO	VILLAMARIA	M25463 (N1)	Polideportivo Mpal	U	1	\$ 216,220.2	\$ 2,091,489.40

TOTAL		1530	\$ 6,247,429.8	\$ (43,894,944.55)
Cantidad de Nodos	14			
Cantidad total de usuarios	1530			
Valor Pérdidas [Mes]	\$ 6,247,429.76			

### Tabla con los resultados generados por el algoritmo genetico (AG)

En la tabla 20 se plasman los valores correspondientes a las diferentes combinaciones de iteraciones y poblacion, para los 14 nodos en el municipio de Villamaría.

**Tabla 20: Resultados obtenidos de la aplicación del algoritmo genético (AG)**

Iteraciones	Tamaño Pobl.	tiempo [s]	Usuarios Ganador (TOTAL)	Usuarios Ganador (Reducción)	Vlr Pérdidas Ganador	VPN Ganador	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14	% Usuarios Cubiertos	% Pérdidas recuperadas
10	10	33.29	971	84	\$ 3,191,468.80	\$ 7,195,557.25	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1	0	1	1	1	5.49%	51.08%
10	20	62.53	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
10	30	78.46	1258	113	\$ 4,025,249.28	\$ 6,663,158.13	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	7.39%	64.43%
10	40	98.81	1165	98	\$ 3,671,299.84	\$ 7,808,684.04	1	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	6.41%	58.76%
10	50	127.92	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
10	60	145.97	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%

Iteraciones	Tamaño Pobl.	tiempo [s]	Usuarios Ganador (TOTAL)	Usuarios Ganador (Reducción)	Vlr Pérdidas Ganador	VPN Ganador	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14	% Usuarios Cubiertos	% Pérdidas recuperadas
10	70	178.45	1229	113	\$ 4,196,300.16	\$ 8,588,229.18	0	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.39%	67.17%
10	80	200.09	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
10	90	217.55	1259	114	\$ 4,241,469.44	\$ 8,754,647.53	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	7.45%	67.89%
10	100	243.29	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	10	56.57	945	99	\$ 3,730,908.48	\$ 8,137,608.39	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	6.47%	59.72%
20	20	106.04	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	30	138.77	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	40	185.87	1259	114	\$ 4,241,469.44	\$ 8,754,647.53	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	7.45%	67.89%
20	50	223.91	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	60	257.69	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	70	314.29	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	80	355.68	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	90	403.69	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
20	100	468.85	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
30	10	77.43	1222	104	\$ 3,869,008.00	\$ 7,982,163.66	1	0	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	6.80%	61.93%
30	20	138.23	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
30	30	202.44	1259	114	\$ 4,241,469.44	\$ 8,754,647.53	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	7.45%	67.89%
30	40	266.18	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
30	50	328.68	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
30	60	392.62	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
30	70	467.48	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
30	80	524.35	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
30	90	592.81	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%

Iteraciones	Tamaño Pobl.	tiempo [s]	Usuarios Ganador (TOTAL)	Usuarios Ganador (Reducción)	Vir Pérdidas Ganador	VPN Ganador	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14	% Usuarios Cubiertos	% Pérdidas recuperadas
30	100	665.03	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	10	97.81	1220	112	\$ 4,179,269.12	\$ 8,738,489.20	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	7.32%	66.90%
40	20	182.33	1220	112	\$ 4,179,269.12	\$ 8,738,489.20	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	7.32%	66.90%
40	30	263.67	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	40	341.75	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	50	418.90	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	60	518.37	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	70	595.93	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	80	685.46	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	90	778.73	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
40	100	878.04	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	10	119.70	1172	112	\$ 4,151,501.12	\$ 8,425,977.66	1	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	7.32%	66.45%
50	20	234.86	1259	114	\$ 4,241,469.44	\$ 8,754,647.53	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	7.45%	67.89%
50	30	321.62	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	40	444.54	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	50	544.44	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	60	643.47	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	70	756.52	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	80	847.32	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	90	977.38	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
50	100	1096.76	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	10	149.48	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	20	263.23	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%

Iteraciones	Tamaño Pobl.	tiempo [s]	Usuarios Ganador (TOTAL)	Usuarios Ganador (Reducción)	Vlr Pérdidas Ganador	VPN Ganador	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14	% Usuarios Cubiertos	% Pérdidas recuperadas
60	30	384.98	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	40	517.52	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	50	663.78	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	60	788.24	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	70	895.48	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	80	1015.48	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	90	1181.70	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
60	100	1290.87	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	10	176.41	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	20	326.07	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	30	511.74	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	40	643.85	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	50	828.38	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	60	1017.96	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	70	1151.05	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	80	1281.61	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	90	1440.95	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
80	100	1597.55	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	10	258.41	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	20	461.38	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	30	690.47	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	40	828.27	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	50	1041.37	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%



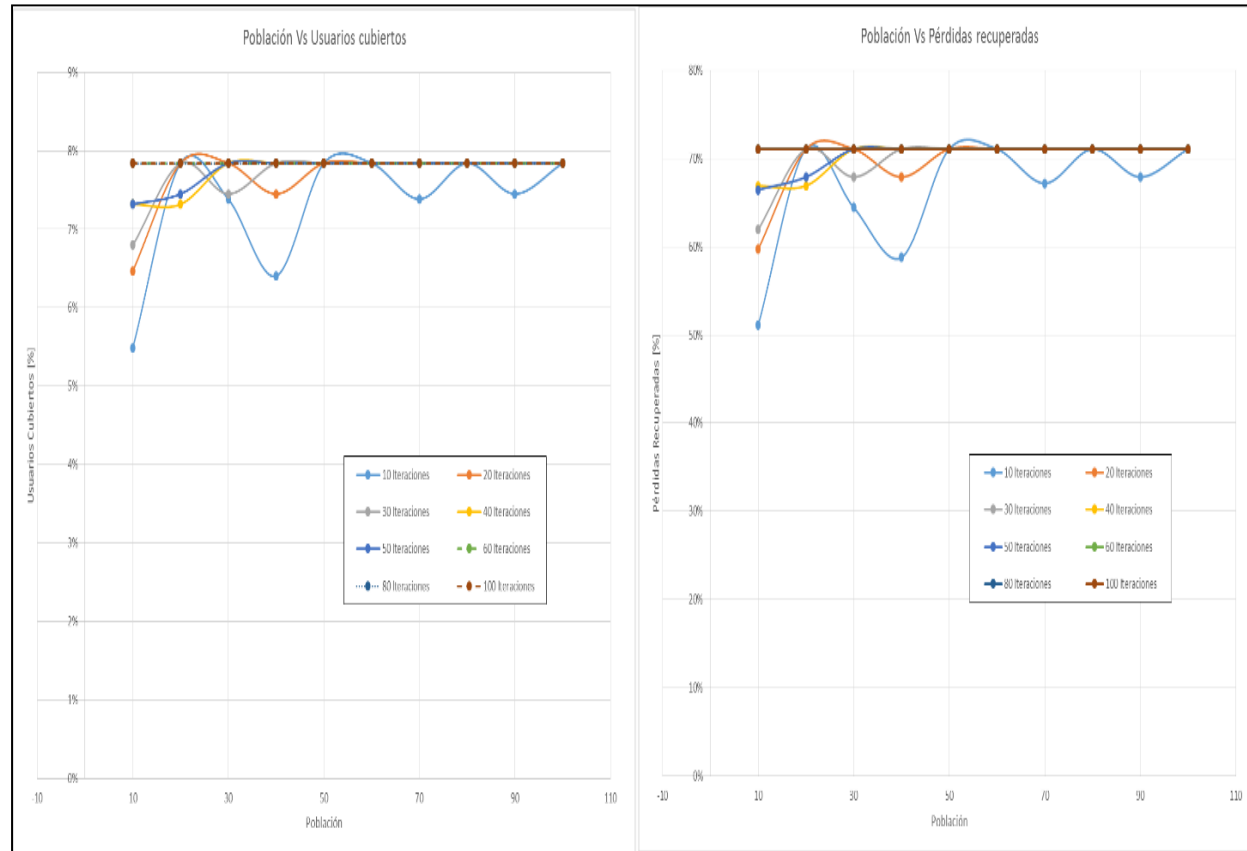
Iteraciones	Tamaño Pobl.	tiempo [s]	Usuarios Ganador (TOTAL)	Usuarios Ganador (Reducción)	Vir Pérdidas Ganador	VPN Ganador	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14	% Usuarios Cubiertos	% Pérdidas recuperadas
100	60	1310.09	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	70	1574.10	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	80	1645.51	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	90	1853.77	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%
100	100	2088.95	1316	120	\$ 4,439,177.60	\$ 8,928,127.15	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	7.84%	71.06%

*Nota:* Elaboración propia

## Gráficas correspondientes a los resultados generados por el algoritmo genético (AG).

Se muestra cómo se estabiliza la curva a medida que se aumentan las iteraciones

**Figura 15: Tendencia de las diferentes combinaciones de tiempo y población en el ejercicio propuesto**



*Figura 16: Elaboración propia*

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. Fereidoon P, Smart Grid, Integrating, Renewable, distributed & Efficient Energy. Academic Press. Elsevier. USA, 2012.
- [2] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. *Smart Grid* Information Security.[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/xpert\\_group1\\_security.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_security.pdf), 2012.
- [3] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. Smart Grid reference architecture.[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/xpert\\_group1\\_reference\\_architecture.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_reference_architecture.pdf), 2012.
- [4] R. Céspedes-Parra-RuizCruz. Construyendo una Colombia Inteligente, Colombia: Revista mundo eléctrico edición especial Smart grids, 2012.
- [5] Ofgem- department of Energy and climate change. Smart Metering Implementation Programme: Prospectus, 2012. Tomado de <http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=40&refer=e-serve/sm/Documentation>.
- [6] ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE, archivo ADVANCED METERING\_USED BASE, USA, 2008.[http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/AMI%20White%20paper%20final%2021108%20\(2\)%20APPROVED\\_2008\\_02\\_12.pdf](http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/AMI%20White%20paper%20final%2021108%20(2)%20APPROVED_2008_02_12.pdf).
- [7] G. Vidrio, “Infraestructura de medición avanzada (AMI), en las redes inteligentes”, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. Julio de 2011.
- [8] Smart Grid Maryland. Smart Grid Technologies and Programs. 2009: Tomado de [www.smartgridmd.org](http://www.smartgridmd.org).
- [9] Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 131 de 1998, Por la cual se modifica la Resolución CREG-199 de 1997 y se dictan disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica; Colombia, 1998.
- [10] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. First set of standards. [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/smartgrids/doc/xpert\\_group1\\_first\\_set\\_of\\_standards.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_first_set_of_standards.pdf).
- [11] Comisión de regulación de energía y gas, Asesoría para la definición y el seguimiento de los estándares de la calidad comercial del servicio de energía eléctrica en Colombia. Informe 4. Informe final; Colombia, 2007.

- [12] Chec, Area de ingeniería y gestión, Informe sistemas de medición avanzada para control de pérdidas. Informe de avance No 1. Colombia, 2011.
- [13] [13] XM, Descripción del sistema eléctrico Colombiano. Cifras al 2012. Colombia 2012. <http://www.xm.com.co/pages/descripciondelsistemaelectricocolombiano.aspx>.
- [14] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD. Estudio Sectorial de Energía, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo. Colombia, 2011.
- [15] Colombia inteligente. Encuesta redes inteligentes-sector eléctrico Colombiano. Colombia, 2011. <http://www.colombiainteligente.com.co/Pages/default.aspx>.
- [16] ECSIM, Análisis de la regulación y estructura tarifaria para los países en comparación. Programa de transformación productiva-bancoldex, Colombia:ANDI. [http://www.andi.com.co/pages/proyectos\\_paginas/proyectos\\_detail.aspx?pro\\_id=218&Id=22&clase=8&Tipo=2](http://www.andi.com.co/pages/proyectos_paginas/proyectos_detail.aspx?pro_id=218&Id=22&clase=8&Tipo=2)
- [17] Unidad de Planeación Minero energética. UPME. Plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica 2013-2017(Preliminar). Colombia, 2013. [http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/PIEC\\_UPME\\_2013-2017.pdf](http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/PIEC_UPME_2013-2017.pdf).
- [18] XM, Informe de demanda de energía y fronteras-SIN. Cifras septiembre 2013. Colombia.2013.
- [19] Massachusetts Institute of Technology. The future of the electric grid. USA,2011. <http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-electric-grid>.
- [20] Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 044 de 2012, Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”; Colombia, 2012.
- [21] Comisión de regulación de energía y gas, documento CREG-020; Criterios para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulador, Colombia, 2012.
- [22] Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 020 de 2012, Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, mediante el cual se pretende modificar el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes, Colombia, 2012.
- [23] Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 156 de 2011, Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación, Colombia, 2011.

- [24] Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 158 de 2010, Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar la CREG: “Por la cual se adoptan los Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica”, Colombia, 2010.
- [25] Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 176 de 2009, Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de regular el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente, Colombia, 2009.
- [26] Public Law 109–58109<sup>th</sup>. Congress Energy Policy Act (EPAAct) of 2005, USA, 2005. <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>.
- [27] CIDET y UIET (Unidad de Inteligencia estratégica Tecnológica – CIDET). Normatividad sobre Redes Inteligentes, Colombia 2012
- [28] Comité 144 ICONTEC. REQUISITOS PARA SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA. 2013
- [29] CEN/CLC/ETSI/TR 50572. Functional reference architecture for communications in smart metering systems. December 2011
- [30] CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group. Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate. December 2012
- [31] Estudio de Factibilidad Técnica y Económica de Soluciones de Redes Inteligentes para el Sector Eléctrico Colombiano CO-T1337-SN2”. Octubre del 2015.
- [32] CREG. Resolución 097 de 2008. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, Bogotá, 2008.
- [33] CREG (comisión de regulación de energía y gas). Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el sin y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía. Informe Final - Tomo 4, Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión 2, Documento IEB - 469 -07 -06, Bogota, 2009.
- [34] A. Almeida Filho, Priorização de investimentos em sistemas de distribuição de energia elétrica de baixa tensão, Salvador Bahia: Universidad de Salvador UNIFACS, 2003.

- [35] CREG (comisión de regulación de energía y gas). Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el sin y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía. Informe Final - Tomo 4, Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión 2, Documento IEB - 469 -07 -06, Bogota, 2009.
- [36] W.S.C. Moreira-Mussoi-Teive, Investment Prioritizing in Distribution Systems Based on Multi Objective Genetic Algorithm, Brazil:IEEE Intelligent System Applications to Power Systems, 2009.
- [37] W. Da costa. Priorização de obras em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos Genéticos multiobjetivos. Florianópolis, 2009.
- [38] R. Gallego, Escobar. Técnicas de optimización. Universidad tecnológica de Pereira, 2011.
- [39] M. Granada. Algoritmos evolutivos y técnicas Bio-Inspiradas. De la teoría a la práctica. Pereira, 2013.